

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН**

**Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева**

Институт геологии и нефтегазового дела им. К. Турысова

Кафедра Геология нефти и газа

Калитова Айсулу Дулатовна

**Геотермальные ресурсы Восточной части Илийского артезианского бассейна
и перспективы их использования в качестве возобновляемых источников
энергии**

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Специальность 6М075500 – Гидрогеология и инженерная геология

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатпаева
Институт геологии и нефтегазового дела им.К.Турысова
Кафедра Геологии Нефти и Газ

УДК 556.31.01.04.06(574)

На правах рукописи

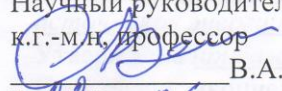
Калитова Айсулу Дулатовна

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

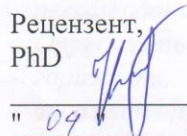
На соискание академической степени магистра

Название диссертации	Геотермальные ресурсы Восточной части Илийского артезианского бассейна и перспективы их использования в качестве возобновляемых источников энергии
Направление подготовки	6M075500 – «Гидрогеология и инженерная геология»

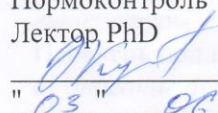
Научный руководитель,
к.г.-м.н., профессор


В.А. Завалей
" 02 " 06 2019 г.

Рецензент,
PhD

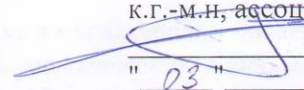

К.М.Канафин
" 04 " 06 2019 г.

Нормоконтроль
Лектор PhD


Кульдеева Э.М.
" 03 " 06 2019 г.

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой ГНиГ,
к.г.-м.н., ассоц. проф.


Т.А.Енсеппбаев
" 03 " 06 2019 г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатпаева
Институт геологии и нефтегазового дела им.К.Турысова
Кафедра Геологии Нефти и Газа

6M075500 - «Гидрогеология и инженерная геология»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой ГНиГ,
канд. геол.-минерал. наук, ассоц.
проф.

Т.А.Енсепаев

" 03 " 2019 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение магистерской диссертации

Магистранту Калитовой Айсулу Дулатовне.

Тема: Геотермальные ресурсы Восточной части Илийского артезианского бассейна и перспективы их использования в качестве возобновляемых источников энергии.

Утверждена приказом ректора университета №1603-м от 30.10.2017 г.

Срок сдачи законченной диссертации 06.06.2019г.

Исходные данные к магистерской диссертации: *Поставлена задача дать рекомендацию по геотермальным условиям Левобережного месторождения. Определить основные гидрогеологические параметры водоносного горизонта, необходимых для подсчета запасов подземных вод. Оценку эксплуатационных запасов подземных вод. Исходные данные к магистерской диссертации послужили материалы, собранные при прохождении научно-исследовательской практики, а также из открытых источников, изданной литературы.*

Перечень подлежащих к разработке в магистерской диссертации вопросов:

- а) описание физико-геологических, геологических, гидрогеологических, геотермальных условий района Левобережного месторождения;
- б) краткое описание Левобережного месторождения подземных вод;
- в) перспективы использования геотермальных вод Левобережного месторождения;
- г) рекомендации по подсчету эксплуатационных запасов подземных вод.

г) рекомендации по подсчету эксплуатационных запасов подземных вод.

Перечень приложения материала:

а) Гидрогеологический разрез участка;

Рекомендуемая основная литература:

- 1 Алхасов А.Б., Возобновляемая энергетика, г.Москва, 2012г.
- 2 Ахмедсафин У.М., Шлыгин В.Ф. и др. Илийский артезианский бассейн. Изд. «Наука» КазССР, 1980г.
- 3 Бонадренко Н.М., Канн М.С., Мухамеджанов С.М. др. Гидротермические ресурсы юга и северо-востока Казахстана. Алматы, Наука, 1988,-127с.
- 4 Подземные термальные воды Казахстана / Мухамеджанов С.М., Сыдыков Ж.С., Бондаренко Н.М., Канн М.С., Айтуаров Т.Т. и др. Алма-Ата, 1990г. – 90с.
- 5 Презентация ТОО «Институт Гидрогеологии и Геоэкологии им.У.М.Ахмедсафина», Потенциал и перспективы развития гидрогеотермальной энергетики Казахстана. 2018г.
- 6 Фролов Н.М., Гидрогеотермия. Изд. «Недра», г.Москва, 1976г.

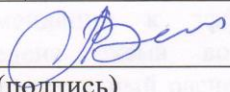
ГРАФИК

подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
1 Обзор использования геотермальной энергии	11.12.2018	
2 Гидрогеотермические условия Восточной части Илийского артезианского бассейна	14.03.2019	
3 Перспективы использования геотермической энергии Левобережной части Жаркентского артезианского бассейна	11.04.2019	
4 Особенности оценки эксплуатационных запасов геотермальных подземных вод	21.04.2019	
5 Схема водозабора и условия его эксплуатации	03.05.2019	
6 Предварительный расчет ЭЗПВ	17.05.2019	

Подписи
консультантов и нормконтролера на законченную магистерскую
диссертацию с указанием относящихся к ним разделов диссертации

Наименование разделов	Консультанты И.О.Ф. (уч.степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Характеристика геотермических условий Левобережной части	В.А.Завалей К. г.-м. н., проф.	11.12.18	
Современное состояние использования геотермальных вод левобережья	В.А.Завалей К. г.-м. н., проф.	14.03.19	
Рекомендации к эффективному использованию геотермальных вод	В.А.Завалей К. г.-м. н., проф.	28.04.19	
Нормоконтролер	Э.М.Кульдеева Лектор PhD	03.06.19	

Научный руководитель  Завалей В.А.
(подпись)

Задание принял к исполнению обучающийся  Калитова А.Д.
(подпись)

Дата "11" "12" 2018 г.

АНДАТПА

Ілеартериясыныңбассейнініңшығысбөлігініңгеотермалдықресурстарын жаңартылатын энергия көздеріретіндеқолданумәселелеріқаралды. Іле артезианбассейнініңшығысбөлігініңгидрогеотермиялықжәнегидрогеологиялықжағдайларыкелтірілген.

ЖаркентдепрессиясыныңСолжағалауыучаскесіндегеотермалдықэнергияныпайдалануперспективаларыкелтірілген.

Геотермиялықжағдайдыңсипаттамаларыкелтірілген,

пайдаланудыңағымдағыжағдайыбағаланып,

геотермалдысулардытиімдіпайдаланубойыншаұсынымдарберілді. Су құбыры схемасыжәне оны пайдаланушарттары келтірілген.

Жерастысуларыныңпайдалануқорларыналдын-ала есептеу жасалған.

АННОТАЦИЯ

Рассмотрены вопросы использования геотермальных ресурсов Восточной части Илийского артезианского бассейна в качестве возобновляемых источников энергии. Приведены гидрогеотермические и гидрогеологические условия Восточной части Илийского артезианского бассейна. Намечены перспективы использования геотермальной энергии Левобережной части Жаркентской артезианской впадины. Дана характеристика геотермальных условий, оценено современное состояние использования, даны рекомендации к эффективному использованию геотермальных вод. Приведена схема водозабора и условия его эксплуатации. Проведен предварительный расчет эксплуатационных запасов подземных вод.

ABSTRACT

The issues of using geothermal resources of the Eastern part of the Ili artesian basin as renewable energy sources are considered. The hydrogeothermal and hydrogeological conditions of the Eastern part of the Ili artesian basin are given. Prospects for the use of geothermal energy of the Left-Bank part of the Zharkent artesian depression are outlined. The characteristics of geothermal conditions are given, the current state of use is assessed, recommendations are given for the efficient use of geothermal waters. The scheme of water intake and the conditions of its operation. A preliminary calculation of the operational reserves of groundwater.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Введение	8
1 Обзор использования геотермальной энергии	9
2 Гидрогеотермические условия Восточной части Илийского артезианского бассейна	16
2.1 Общие сведения о районе исследований	16
2.2 Геологическое строение и тектоника	18
2.3 Гидрогеологические условия	19
2.4 Геотемпературные условия	25
3 Перспективы использования геотермальной энергии Левобережной части Жаркентского артезианского бассейна	29
3.1 Характеристика геотермических условий Левобережной части	29
3.2 Современное состояние использования геотермальных вод Левобережья	30
3.3 Рекомендации к эффективному использованию геотермальных вод	32
4 Особенности оценки эксплуатационных запасов Геотермальных подземных вод	40
5 Схема водозабора и условия его эксплуатации	47
6 Предварительный расчет эксплуатационных запасов подземных вод	53
Заключение	59
Список использованной литературы	60

ВВЕДЕНИЕ

В Казахстане термальные воды распространены достаточно широко, что обусловлено наличием крупных артезианских бассейнов с погружением водосодержащих пород на большие глубины, а также с развитием складчатых областей, испытывающих влияние неотектонических движений. Возможность их использования оценивается по величине запасов, наличию самоизлива, температурным показателям, качеству подземных вод и наличию потребителя. Исходя из данных о закономерностях распространения термальных вод на территории Казахстана, к наиболее перспективным районам относятся Илийская система артезианских бассейнов, включающий в себя Жаркентский артезианские бассейны второго порядка.

Цель работы является дать рекомендации к эффективному использованию геотермальных вод, дать перспективную схему водозабора и сделать предварительный расчет эксплуатационных запасов подземных вод.

В данной магистерской диссертации приводятся результаты следующих исследований:

- сбор и обработка данных по скважинам предыдущих исследований по правобережью и левобережью реки Или;
- обследование близ стоящих скважин в Восточной части Илийского артезианского бассейна;
- дать оценку особенности эксплуатационных запасов геотермальных подземных вод;
- дать оценку состояния скважин, которые могут вскрыть геотермальные воды.

Научная новизна магистерской диссертации состоит в следующем: даются рекомендации для дальнейшего составления проекта поисково-оценочных работ на месторождении Левобережный для обеспечения данного района геотермальными водами, которые в свою очередь будут использоваться для теплофикации, энергоснабжении и рыбоведении.

Актуальность работы определяется возможностью использования результатов магистерской диссертации для создания месторождения с геотермальными водами, которые относятся к возобновляемым источникам энергии, используемые для получения тепловой и электрической энергии, а также могут быть использованы в бальнеологических целях.

Практической базой диссертационной работы являются собранные в рамках научно-исследовательской работы материалы проведенных ранее гидрогеологических и геотермальных исследований изучаемой территории.

Выполнение магистерской диссертации обосновано необходимостью дать рекомендации по эффективному использованию геотермальных вод в качестве возобновляемых источников энергии.

1 Обзор использования геотермальной энергии

Геотермальная энергия – важнейший из возобновляемых источников энергии, который уже сегодня конкурентоспособен с традиционными. Роль геотермальных ресурсов в составе возобновляемых энергоисточников, несомненно, превалирующая. В мировом производстве возобновляемой энергии ее доля составляет порядка 60 процентов. Геотермальные ресурсы приобретают все большее значение, особенно с принятием в Европе Закона «О приоритете возобновляемых видов энергии». По оценке экспертов Международной геотермальной ассоциации (IGA), капитальные потребности геотермальной энергетики огромны и составляют десятки млрд. долларов США. С применением инновационных интегрированных технологий открываются возможности для широкого использования практически неисчерпаемых запасов возобновляемой энергии без ущерба окружающей среде.

По данным Всемирного Геотермального конгресса (WGC2010) отмечается быстрый рост использования геотермальной энергии. Геотермальные ресурсы разведаны в 80 странах мира и в 60 из них активно используются. В целом, мировой технический потенциал геотермальной энергии оценивается в 61,4 ЕДж/год при прямом использовании и в 657 ЕДж/год для производства электроэнергии, что соответствуют эквивалентной мощности 5000 ГВт (по теплу) и 1200 ГВт (по электроэнергии).

Экономический потенциал геотермальной энергии, то есть та часть технической ресурсной базы, которая может быть извлечена в условиях рыночной конкуренции на какой-то определенный момент времени в будущем, оценен на 2050 год в 10,1 ЕДж/год при прямом использовании и в 65,6 ЕДж/год для производства электроэнергии, что соответствуют эквивалентной мощности 800 ГВт (по теплу) и 140 ГВт (по электроэнергии). Производство геотермальной электроэнергии оценивается на 2050 год в 1167 ТВт*ч/год.

Группа экспертов из Всемирной ассоциации по вопросам геотермальной энергии, которая произвела оценку запасов низко- и высокотемпературной геотермальной энергии для каждого континента, получила следующие данные по потенциалу различных типов геотермальных источников нашей планеты (Таблица 1.1).

Наибольший прогресс в этой области достигнут в США (2 946 МВт), на Филиппинах (2 031,8 МВт), в Мексике (953 МВт), Индонезии (807 МВт), Италии (810,5 МВт), Японии (560 МВт), Новой Зеландии, Исландии. Причем только на создание новых технологий в этих странах за последние 20 лет израсходовано около 2 млрд. долларов США. США, Филиппины и Индонезия - бесспорные лидеры, за ними следуют Мексика и Италия. Эти страны производят 77 процентов всего геотермального электричества в мире. В России за три года мощности ГеоЭС увеличились в 6 раз и достигли 73 МВт.

Таблица 1.1– Потенциал геотермальных источников энергии

Наименование континента	Тип геотермального источника:		
	высокотемпературный, используемый для производства электроэнергии, ТДж/год		низкотемпературный, используемый в виде теплоты, ТДж/год (нижняя граница)
	традиционные технологии	традиционные и бинарные технологии	
Европа	1830	3700	>370
Азия	2970	5900	>320
Африка	1220	2400	>240
Северная Америка	1330	2700	>120
Латинская Америка	2800	5600	>240
Океания	1050	2100	>110
Мировой потенциал	11200	22400	>1400

Главными приоритетами в использовании геотермальных ресурсов на ближайшую и отдаленную перспективу, несомненно, будут теплоснабжение и, в значительно меньшей мере, выработка электроэнергии.

Что касается неэлектрического применения геотермальных вод, то общее их использование как источника тепла, сегодня составляет 72 622 ГВтч в год. Самыми типичными областями применения являются тепловые насосы (33 процента), теплоснабжение (29 процентов), бассейны (20 процентов), тепличное хозяйство (7,5 процента), сельское хозяйство (4 процента), промышленные процессы (4 процента) и др.

Использование геотермальной воды для нужд теплофикации, горячего водоснабжения производственных, вспомогательных и жилых помещений рабочих поселков, предприятий может быть организовано за счет строительства тепловых пунктов, предназначенных для отопления и водоснабжения объектов жилищно-коммунального и производственного назначения. Основой теплового пункта являются баки-аккумуляторы с емкостью, соответствующей используемым объемам, которые обеспечат необходимый запас воды, и автоматизированная насосная станция, позволяющая регулировать давление и расход воды в различное время суток и в зависимости от сезона.

Использование геотермальных вод в России. В Российской Федерации имеются большие запасы геотермальных ресурсов, которых в 10–12 раз больше, чем энергии всех запасов органического топлива. Однако следует отметить, что в России доля геотермальной электроэнергии может составить, в лучшем случае, 1–1,5 процентов. Такие районы, как Камчатка, Курильские острова, ряд районов Северного Кавказа, Калининградская область могут получать значительно большую долю электроэнергии за счет геотермальных ресурсов.

В 1967 г. на Камчатке была пущена первая в мире Мутновская ГеоЭС с бинарным циклом мощностью 700 кВт. Предполагается полностью перевести теплоснабжение г. Лабинска и с. Казьминское на геотермальный ресурс.

Развитие геотермии в США, Центральной и Восточной Европе. В начале 1990-х годов электроэнергия, полученная на базе подземных источников тепла, вырабатывалась уже в 26 странах. При этом Америка по-прежнему опережает всех остальных: суммарная мощность ее станций, действующих в штатах Юта, Невада, Калифорния, Айдахо, Нью-Мексико, Луизиана, Орегон, Вашингтон и на Гавайях, почти в четыре раза превышает этот показатель занимающих второе место Филиппин. Согласно национальной программе развития энергетики, в стране каждые пять лет мощность геотермальных электростанций будет удваиваться, причем эта тенденция будет сохраняться в течение ближайших 15-20 лет. В последние годы наблюдается тенденция резкого возрастания стоимости органических ресурсов (нефти, природного газа, угля). Колоссальный дефицит мощностей в странах, например, ЕС – до 300 млн. кВт к 2020 г. – придется восполнять за счет ВИЭ (или совершенно новых источников энергии). Поэтому Европа интенсивно развивает это направление, планируя получить в 2020 г. 20 процентов, а в 2040 г. – 50 процентов электроэнергии с помощью ВИЭ. Остановимся вкратце на достигнутых в отдельных странах центральной и Восточной Европы результатах по использованию их геотермального потенциала.

Выбраны для обзора четыре страны: Польша, Чехия, Словакия и Венгрия – так называемые страны Визеграда.

Польша относительно обеспечена скважинами с геотермальными ресурсами, которые расположены в Предкарпатье, Карпатах и в осадочных бассейнах Польской низменности. Перспективный опытно-экспериментальный проект осуществляется Городским советом Пиржице в Польше, где построена энергетическая станция с комбинированным источником энергии (геотермальный - природный газ) для отопления этого города с населением 14 000 человек.

В **Чехии**, как и в Польше, также существует давняя традиция использования ванн и организации водных курортов на базе природных горячих источников в таких местах как Карловы Вары, Марианске-Лазне и Теплице. Различные исследования указывают на то, что теплоэнергетический потенциал геотермальных вод в Чешской республике может быть порядка 3 300 МВт. Эта цифра по своей природе очень условна и вследствие рассредоточенной и локальной природы ресурсов их потенциальное экономическое значение сильно зависят от способа и интенсивности использования. Но представляется вероятным, что существенная доля потребности во внутреннем отоплении в Чешской республике могла бы быть удовлетворена за счет геотермальных вод вместо ископаемых видов топлива.

Геотермальный потенциал **Словакии** представляется значительным. Геотермальные ресурсы обнаружены как под Дунайской равниной возле

Братиславы в водоносных песчано-известняковых и известняковых слоях в самой восточной части страны и в горах Татры на севере. Мощность теплоэнергетического потенциала геотермальных ресурсов в Словакии составляет около 5 700 МВт, из которых, возможно, 40 процентов экономически пригодны для эксплуатации. Интересный опытно-экспериментальный проект готовится к осуществлению в Словацком городе Галанта, где местная администрация совместно с правительством владеет газовой компанией. Словенский Плинарский Промысел, НордикЭнвиронментФайненсКорпорейшн и исландские акционеры образовали компанию по строительству и эксплуатации геотермальной системы районного теплоснабжения для города с населением 35 000 жителей, 1 300 частных домовладений, школ, больницы и медицинских учреждений. Предполагается, что исландские акционеры будут обеспечивать не только инвестирование проекта, но также будут оказывать помощь в управлении работой системы на основании собственного, полученного на протяжении многих десятилетий, опыта по эксплуатации геотермальных отопительных систем, которые существуют в Рейкьявике и других исландских населенных пунктах.

Естественно изливающиеся термальные источники указывают на геотермальную активность выше средней в *Венгрии*, и они использовались для купания с античных времен. Термальные источники расположены, главным образом, в двух регионах: первый - к западу от Будапешта и второй - в местности Хевиц к юго-западу от озера Балатон. Среди стран Центральной и Восточной Европы Венгрия является лидером в использовании геотермальной энергии, однако, лишь малая часть её геотермального потенциала разрабатывается до сих пор. По экспериментальным оценкам, 10-12 процентов потребностей в отоплении для венгерского городского населения могло бы быть удовлетворено за счет геотермальной энергии, что было бы выгодно экономически.

Информация о геотермальных данных Израиля. Геотермальные исследования проводились с использованием данных геологических разрезов по 340 скважинам глубокого бурения, которые покрывают большую часть территории Израиля. Ряд термальных источников, расположенных вдоль рифта Белли с температурами в диапазоне 26-62 градусов, в настоящее время используются для курортов с минеральными водами и центров восстановления здоровья, а несколько геотермальных скважин с температурами 26-60 градусов используются для сельского хозяйства, теплиц и рыбного хозяйства. Из-за относительно низкой температуры геотермальной воды она используется, в основном, для здравоохранения, рекреации и в сельском хозяйстве (теплицы и рыбное хозяйство). Сельскохозяйственное использование геотермальной воды в Израиле делится на две отрасли: теплицы и рыбное хозяйство.

1. Теплицы. Геотермальная вода здесь используется для отопления помещений и подогрева почвы. Исследования, проводимые Rasternak и др.

(Университет Бен Гурион) продемонстрировали методику использования соленой воды (при температуре 35-42градусов) для выращивания овощей. Горячая вода поступает из скважин Машаббе Сеид, расположенных в северной части Негев. Другой источник геотермальных вод в южной части Израиля это огромный Нубийский песчаниковый водоносный горизонт. В глубокой скважине Паран (которая является самой глубокой водяной скважиной в Израиле – 1 536 м), расположенной в 80 км к югу от Мертвого моря, вода извлекается из водоносного горизонта при температуре 60градусов с дебитом 140 м³/час и минерализацией 600 мг/л. Эта вода используется для обогрева теплиц и защиты от охлаждения на полях.

2.Рыбное хозяйство. Геотермальная вода для рыбного хозяйства используется в двух регионах - один в северном Израиле, примыкающем к Иорданской долине источники в Хаммат Гейдер и второй – вдоль побережья Средиземного моря в 70 км к северу от Тель-Авива. Четыре геотермальных источника с различной температурой имеются в Хаммат Гейдер. Источник, имеющий самую низкую температуру воды (27градусов) используется для разведения тепловодных рыб и креветок.

Использование геотермальных ресурсов в Китае. Страна достаточно богата геотермальными ресурсами, которые имеют широкое распространение, где геотермальные ресурсы I типа, в основном, подходят для производства энергии; геотермальные ресурсы II и III типов подходят для разработки с целью их прямого использования, включая районное теплоснабжение, промышленное и сельскохозяйственное использование, медицинские цели, туризм, а также для питья и т. д.

Производство энергии. Янгбайджанская геотермическая энергетическая станция имеет общую генерируемую мощность 25 МВт, и к концу 1993 года ежегодное производство электричества достигло 108 кВт час. Кроме того, в Лангжу и Наку в Хизанге вырабатывается мощность в 1 МВт, соответственно, Квингши на Тайване имеет мощность в 3 МВт. Кроме упоминавшихся выше геотермальных полей, в Китае имеется множество кипящих источников, где высокотемпературные геотермальные системы очень развиты. Они очень богаты энергетическими ресурсами.

Теплоснабжение. Большой положительный опыт районного теплоснабжения накоплен в Пекине, Тяньцзине и многих других местах Северного Китая. Геотермальная районная отопительная система, смонтированная в районе Танггу в Тяньцзине, обслуживает площадь в 620 000 квадратных метров. Геотермальные ресурсы геотермального поля Шанглинги также используются для районного отопления на площади около 30 000 квадратных метров. Компания Синопек Грин Энерджи, совместная с Исландской компанией Арктик Грин Энерджи, стала одной из крупных в мире компаний по геотермальному централизованному теплоснабжению 40 городов в Китае и пробурила более 500 скважин. На сегодняшний день, работая с 2006 года, компания обеспечила снижение на 5

миллионов тонн выбросов CO₂ и стала первой геотермальной отопительной компанией, принятой в Механизм чистого развития ООН.

Казахстан также потенциально богат геотермальными ресурсами. По данным Института гидрогеологии и геоэкологии имени У.М.Ахмедсафина естественные запасы гидрогеотермальных ресурсов Казахстана с температурой от 40 градусов до более 100градусов оцениваются в 10275 млрд. м³ по воде и в 680 млрд. Гкал по теплу, что эквивалентно 97 млрд. т.у.т. (тонна условного топлива) или 2,8 млрд. ТДж (Таблица1.2), что сопоставимо с ресурсами традиционных топливных источников тепла. Для сравнения: прогнозные запасы углеводородного сырья Казахстана составляют около 12 млрд. тонн нефти и конденсата (17,2 млрд. т.у.т.) и около 6-8 трлн. куб. метров газа (7-9,2 млрд. т.у.т.). Общие геологические запасы и прогнозные ресурсы угля в республике оцениваются в 150 млрд. тонн (101,0 млрд. т.у.т.).[8]

Таблица 1.2 – Естественные запасы гидрогеотермальных ресурсов Казахстана

Гидрогеологическая область	Единица измерения	Естественные запасы гидрогеотермальных ресурсов по температурным зонам:			
		40-75°C	75-100°C	>100°C	Всего
Область горноскладчатых сооружений с интенсивным проявлением неотектонических движений	млрд. м ³ по воде	250	55	74	379
	млн. Гкал по теплу	5260	3690	6650	15600
	млн. т.у.т.	751	528	950	2229
	млн. ТДж	22	15	28	65
Область платформенных территорий	млрд. м ³ по воде	7290	1805	801	9896
	млн. Гкал по теплу	394180	155310	114730	664220
	млн. т.у.т.	56310	22186	16390	94886
	млн. ТДж	1650	650	480	2781
Всего оцененных запасов гидрогеотермальных ресурсов по Казахстану	млрд. м ³ по воде	7540	1860	875	10275
	млн. Гкал по теплу	399440	159000	121380	679820
	млн. т.у.т.	57061	22714	17340	97115
	млн. ТДж	1672	666	508	2846

Начиная с 2012г на участке скважины номер 3Т в Жаркентскомартезианском бассейне ведутся научно-прикладные исследования специалистами Института гидрогеологии и геоэкологии имени У.М. Ахмедсафина по проекту «Создание комплекса производства тепловой и электроэнергии на основе геотермальной энергии Жаркентского месторождения геотермальных вод в Алматинской области». Проводятся

работы для создания основы для разработки проектно-сметной документации по созданию опытных объектов: завод по разведению ценных пород рыб, тепличный комплекс и завод по розливу лечебно-столовых и питьевых вод. Установлен модуль микроГЭС для выработки электроэнергии за счет энергии самоизливающейся воды из скважины (Рисунок 1).



Рисунок1 –Скважина 3Т (Жаркентский артезианский бассейн)

В 2015-2016 годах проведена разведка термальных подземных вод в Жаркентском артезианском бассейне и по ее результатам утверждены запасы термальных вод Жаркунакского месторождения в количестве 150 л/с с выработкой тепловой энергии 2,6 млн тонн усл.топлива (Рисунок 2).



Рисунок 2 –Скважина 5539 (Жаркентский артезианский бассейн)

Схема термоводозабора состоит из 5 скважин: 1 РТ (дебит 24 л/с, температура 96градусов) номер 5539 (дебит 50 л/с, температура 103градуса) и трех проектных скважин. В настоящее время термальные воды данных скважин используются в тепличном комплексе, площадью 8 га, в рыбозаведении и для нужд санатория в бальнеологических целях.

2 Гидрогеотермические условия Восточной части Илийского артезианского бассейна

2.1 Общие сведения о районе исследований

Территория проведения исследований относится к Панфиловскому, Уйгурскому и Енбекшиказахскому районам Алматинской области. Это территория с достаточно развитым агропромышленным комплексом, где выращивается главным образом зерновые культуры, овощи и фрукты, кукуруза на зерно и силосную массу, кормовые травы и др. Большое развитие получило животноводство, дающее при хорошей кормовой базе, высокие результаты. В регионе расположены город Жаркент, поселки Шелек и Чунджа, расположенные от города Алматы на расстояниях соответственно 300, 125 и 285 км.

Последние годы ознаменованы значительным развитием инфраструктуры – построена железнодорожная магистраль Алматы – Хоргос, проложена нитка газопровода из Казахстана в Китай, строятся современные автобаны и реконструируются автомобильные дороги.

Географически – это восточная часть Илийской межгорной впадины, ограниченная с севера - хребтом Жонгарский Алатау, с юга - хребтом Кетмень, с запада горами Калкан и Катутау, с востока изучаемый регион ограничивается государственной границей с КНР.

Рельеф изучаемого региона отличается большим разнообразием. Большая часть территории – типичная предгорная равнина, ограниченная южными отрогами хребта Жонгарский Алатау и хребтом Кетмень. Склоны гор крутые, обрывистые. Абсолютные отметки отдельных вершин свыше 4000м, в основном 2500-3000м.

Предгорная равнина имеет отметки от 2000м у предгорий и до 500м у реки Или. По характеру рельефа предгорную равнину можно подразделить на предгорный шлейф, периферийную озерно-аллювиальную равнину и речные долины. Поверхность предгорного шлейфа холмисто-увалистая, местами грядовая, расчлененная долинами рек, руслами временных водотоков. Озерно-аллювиальная равнина слабо всхолмлена, выполаживается к реке Или, где осложняется песчаными барханами и грядами (Рисунок 3).

Климат района сухой, с повышением удельным весом летних осадков. Горные отроги, замыкающие впадину, играют решающую роль в увлажнении климата долины, обуславливая малое количество выпадающих осадков не только на равнинной ее части, но и на склонах замыкающих хребтов. Годовая сумма осадков, на большей части территории впадины, составляет около 125-150мм. Основной максимум осадков приходит на весну, самый влажный месяц - май (12-14 процентов годовой нормы осадков). Колебания осадков зависят от системы господствующих ветров, направления которых определяются вытянутостью впадины с запада на восток. Преобладающее направление ветров: западное – летом, восточное – зимой.

Средняя годовая температура воздуха около 9градусов, при весьма высоких значениях – летом и относительно низких зимой. Устойчивый снежный покров держится 1,0-2,5 месяца и не превышает 10см. Теплый период года начинается во второй декаде марта и продолжается до конца октября.

Гидрографическая сеть развита широко и представлена реки Или ее притоками, а также разветвленной сетью ирригационных каналов. Река Или, представленная в районе исследований своей средней частью, наибольшая по величине и водоносности в районе. Реки Усек, Борохудзир, Коргас и др. зачастую не доносят своего стока до главной водной артерии – реки Или.

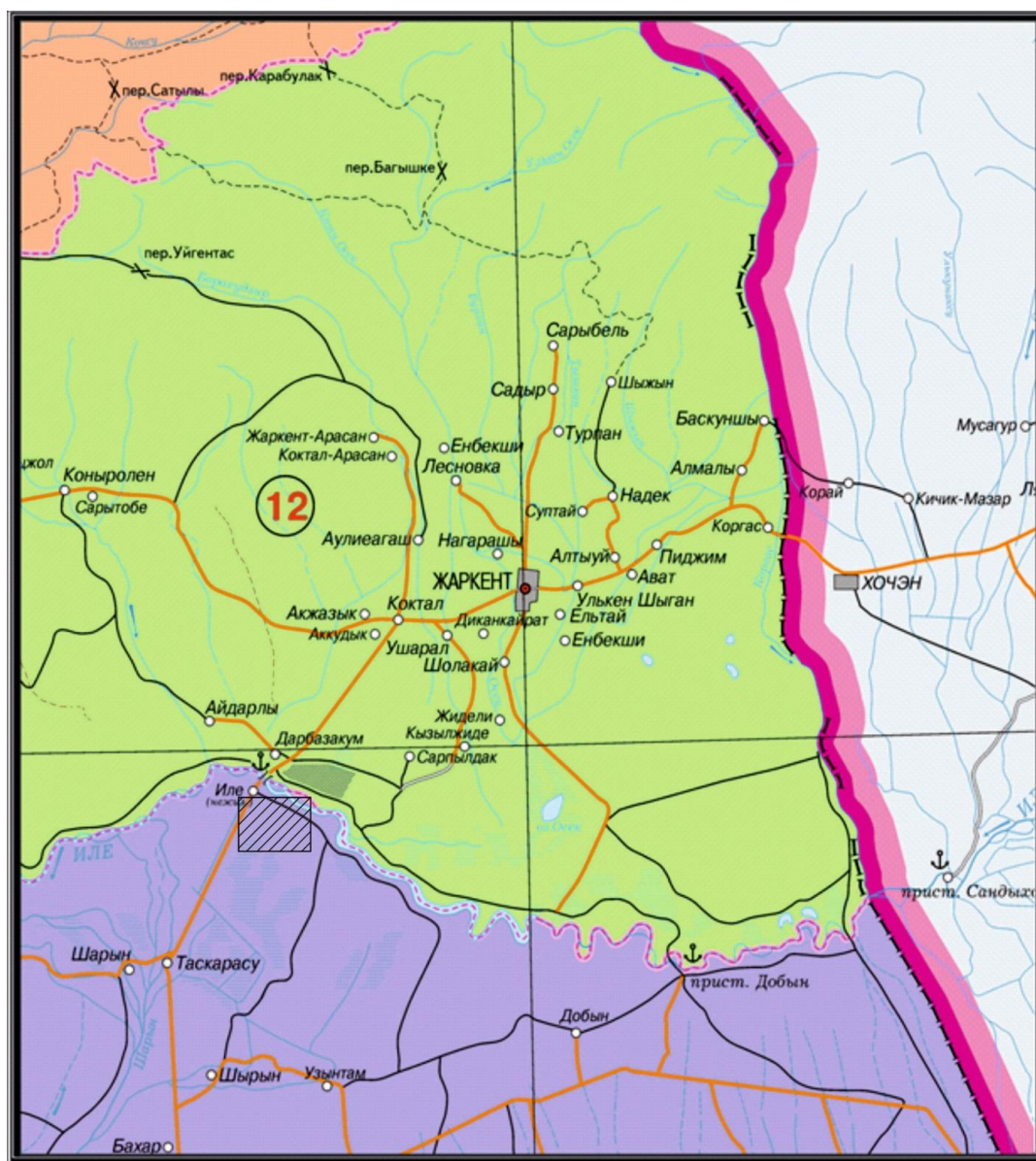


Рисунок 3 – Обзорная карта района работ

2.2 Геологическое строение и тектоника

Геологический разрез описываемого района во вскрытой его части представлен комплексом осадочных пород - от триасовых до четвертичных возрастов.

Меловая система

Верхний отдел (K_2). Небольшие по площади выходы верхнемеловых отложений известны в урочище Кызбулак и нижнем течении реки Бугытысай. Эти отложения представлены светло-серыми среднезернистыми косослоистыми аркозовыми песчаниками, лежащими с разрывом через трехметровый горизонт серых конгломератов на отложения верхнего триаса. Видимая мощность отложений верхнего мела на этом участке не превышает 50м.

Выходы меловых отложений наблюдаются у группы расположенных к северу от гор УлькенБугыты, на маломощной коре выветривания эффузивов Чулакской свиты. Здесь они представлены также светло-желтыми мелко-среднезернистыми кварцевыми песками с прослоями аргиллитов шоколадного цвета. У подножья хребта Узынкара, в отдельных случаях, данные отложения представлены плотными конгломератами с карбонатным цементом, но их мощность не превышает 5м.

В центральной части Восточно-Илийской впадины верхнемеловые отложения вскрываются скважинами на глубинах от 149м до 1230м. Мощность отложений колеблется от 50 до 100м иногда до 225 (скважина 3-Г).

Верхнемеловой возраст описываемых отложений устанавливается по стратиграфическому положению их в разрезе скважины 3-Г. Здесь они ложатся на отложения нижнесредней юры и перекрываются осадками олигоцена.

Палеогеновая система

Верхний отдел Олигоцен (P_3). Актауская свита ($P_3 at$). Отложения актауской свиты обнажаются узкой полосой у восточного погружения гор Кату и в ряде антиклинальной структуры гор Актау. Литологически они представлены светло-серыми и бледными разномасштабными слабощементированными песчаниками с линзами и прослоями гравелитов и красно-бурых, кирпично-красных, зеленовато-бурых глин. Последние нередко бывает гипсоносными.

Полная мощность актауской свиты вскрыта опорными скважинами 3-Г, 1-р на глубинах 1230-2683м. Здесь они залегают на размывной поверхности верхнемеловых песчаников, мощность их 270-250м.

Неогеновая система

Нижний отдел. Миоцен (N_1). По южному обрамлению Илийской впадины выделен нерасчлененный миоцен, представленный пролювиальными и делювиально-пролювиальными отложениями, окрашенными в красно-бурые тона. Севернее гор УлькенБугыты они лежат

на верхнемеловых отложениях, а южнее непосредственно на пенепленизированной поверхности палеозоя. Вдоль южной границы района мощность миоценовых отложений изменчива и колеблется от 15-25 до 70м. В разрезах значительно увеличивается содержание обломочного материала.

По скважине 3-Г отложения миоцена без видимого несогласия залегают на глинах олигоцена. Литологический они здесь представлены глинами светло-коричневого и шоколадного цвета и конгломератами. Общая мощность достигает 270 м.

2.3 Гидрогеологические условия

Наиболее перспективным на термальные воды является водоносный комплекс, приуроченный к отложениям мела, получил довольно широкое распространение. Выходы меловых отложений на дневную поверхность известны в предгорьях хребта Кетмень в устье реки Бугутысай. С удалением отсюда на север осадки погружаются под отложения более молодого возраста, увеличивается их глубина и мощность (Рисунок 4). Здесь эти отложения вскрываются скважинами на глубинах до 150м, их мощность не превышает 3-26 м.

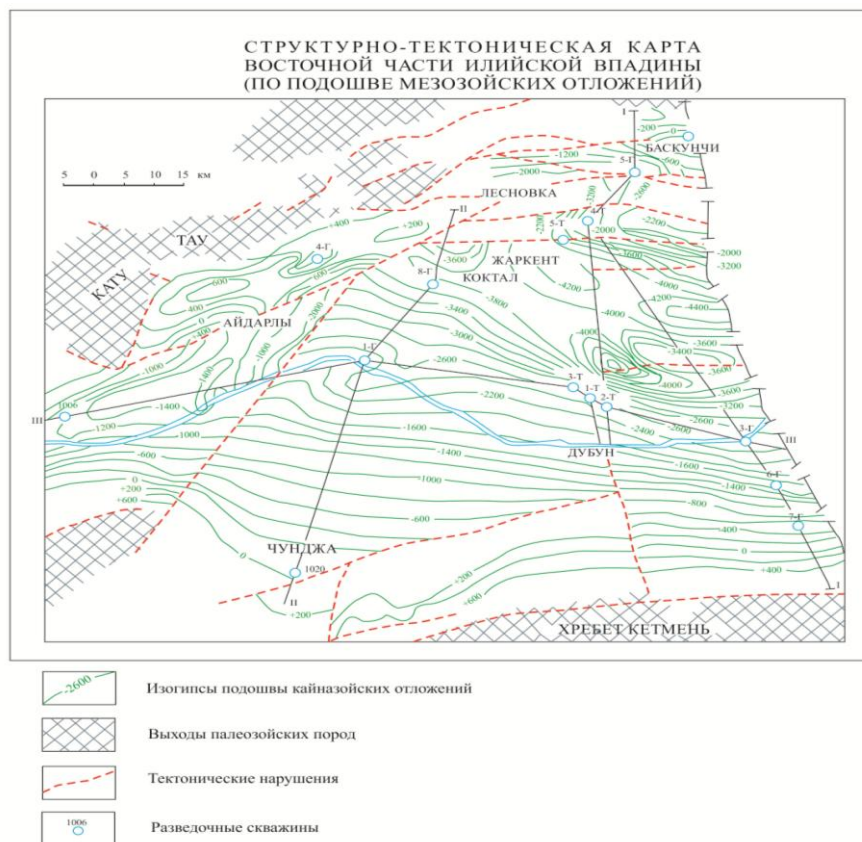


Рисунок 4—Схематическая структурно-тектоническая карта Восточной части Илийской впадины (по подошве мезозойских отложений)

В центральной части Жаркентской депрессии кровля вскрывается на глубинах от 1680м (скважина 1-Т) до 2910м (скважина 1-ТП). Общая мощность осадков здесь варьирует от 80 м до 606м. Подошва меловых отложений в предгорьях хребта Катутауна глубине 20-150м, а с продвижением на север она увеличивается, достигая в скважине 4-Т-2948м. Наибольшая глубина залегания подошвы меловых отложений отмечается в районе города Жаркент (около 5км). В соответствии с глубинами залегания изменяется их температура на подошве отложений 10-12градусов до 100градусов и выше.

В нижней части, водоносного горизонта залегают выдержанные по площади кирпично-красные глины, переходящие в алевролиты с прослоями светло-коричневых глинистых песчаников. Выше по разрезу залегают песчаники крупно и среднезернистые. Для северо-востока бассейна характерен конгломератовый состав осадков верхней части разреза.

По данным за 1971г. водоносный горизонт был вскрыт более чем 48 скважинами при разведке Карадалинского месторождения. Глубина залегания водоносного горизонта на юге района – 50м и до 2800м в центральной части впадины. Глубина залегания водоносного горизонта возрастает от хребта Узынкара в северном направлении к центру впадины, в этом же направлении увеличивается мощность горизонта. Водоносный горизонт на большей территории характеризуется высоким напором и высокой водообильностью. Дебиты скважин на самоизливе колеблется от 17 до 96 дм³/с, по отдельным получены расходы 140–191 дм³/с. Воды пресные с общей минерализацией 0,6 г/дм³. По химическому составу гидрокарбонатные натриево-кальциевые, гидрокарбонатно-сульфатные натриево-кальциевые. Общая жесткость воды от 0,8 до 3,1 мг/экв. Температура вод изменяется от 28 до 46градусов. Фильтрационные свойства водовмещающих пород характеризуются сравнительной однородностью на участке водозабора и несколько разнятся в предгорной части месторождения. Коэффициент фильтрации характеризуется значениями 5,0-12,3 м/сут, а коэффициент водопроводимости - 454,1-877,3 м²/сут. Пьезопроводность изменяется от 3,36x10⁶ до 3,41x10⁶ м²/сут. Среднее значение водопроводимости по месторождению составляет 667,3 м²/сут, а пьезопроводности-1,97x10⁶ м²/сут.

Основными источниками питания водоносного горизонта является инфильтрация поверхностных вод рек и ручьев, стекающих с северного склона хребта Узынкара. Не менее важным источником питания является глубинный сток, поступающий с бассейнов трещинных вод.

Верхнемеловые отложения более детально изучены на левобережье реки Или, где они залегают на глубинах до 900м. Водовмещающие породы здесь представлены кварцевыми песками желтого, серовато-белого и белого цвета. Залегают они обычно в верхней части горизонта. Среди кварцевых песчаников встречены прослои плотных глин мощностью 0,5-26м (Рисунок 5). В приложении А.1 приводится гидрогеологический разрез участка района работ.

Мощность водосодержащих пород здесь увеличивается с удалением от хребта Кетмень на север. Если в предгорьях хребта она находится в пределах 3-10м, то уже в районе трассы Шонжы-Калжат она достигает 81-175м и более. Вдоль указанной автострады уже пробурено более ста скважин с целью подсчета запасов по промышленным категориям (Карадалинское месторождение подземных вод). Вскрытые здесь скважинами термальные воды обладают высокими напорами. Пьезометрические уровни их устанавливаются от 31–162м ниже поверхности земли (предгорья Кетменя) до 13,7-114,2м выше ее в районе водозаборного профиля. Причем напоры в последнем случае возрастает с продвижением на восток от села Шонжы до госграницы с Китаем (в сторону скважины 6-Г).

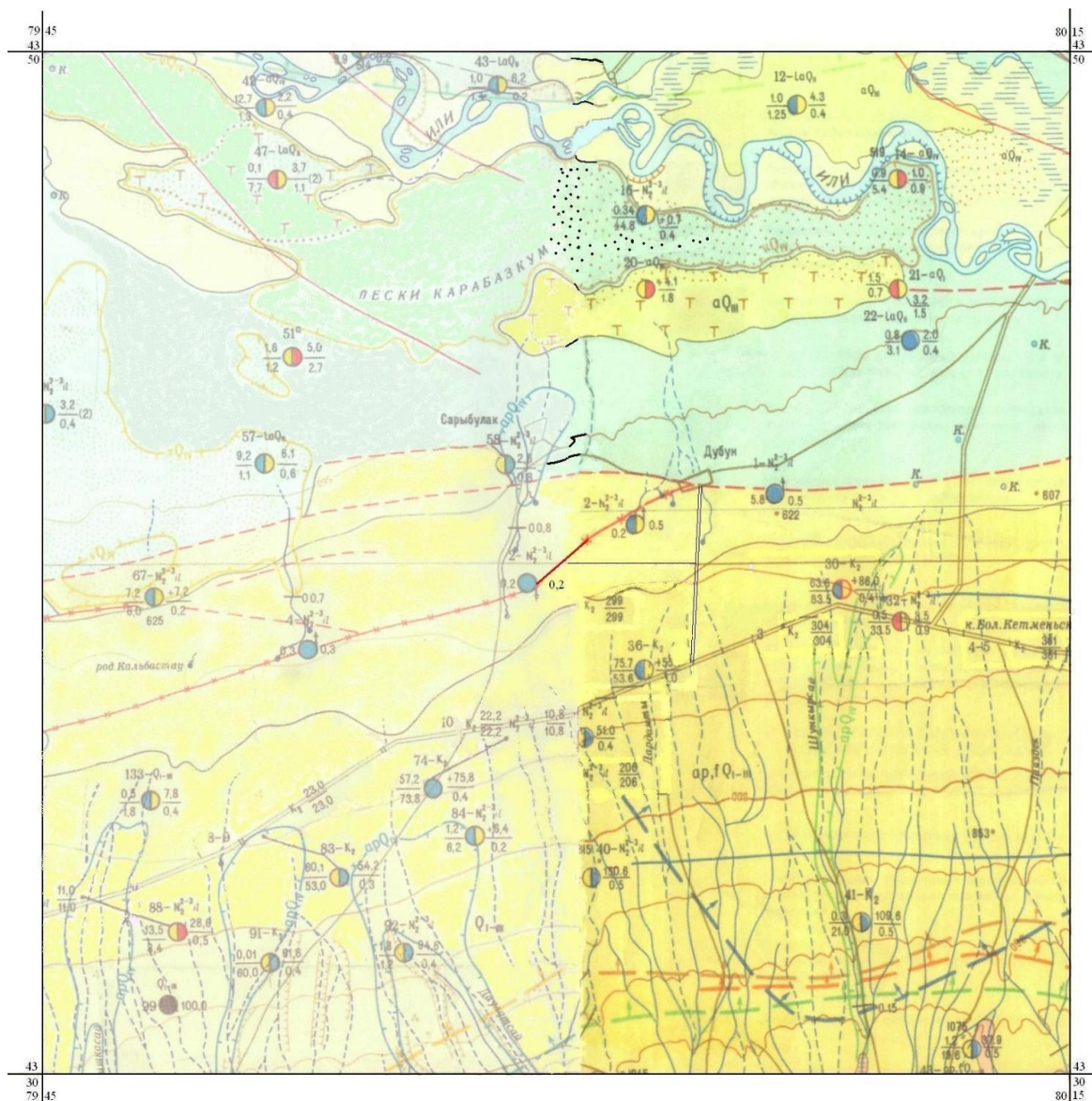


Рисунок 5— Схематическая гидрогеологическая карта района работ
масштаб 1:200 000

Фильтрационные свойства водовмещающих пород по площади отличаются незначительно. Коэффициент фильтрации изменяется от 5 до

12,3м/сут, водопроницаемость – от 454 до 877м²/сут, а пьезопроводность от $3,4 \cdot 10^{-5}$, $3,4 \cdot 10^{-6}$ м²/сут (Ким Э.К., Малахов В.Д., 1975г.). С продвижением на север от разведочного профиля эти параметры снижаются. Уменьшаются они также с запада на восток.

Запасы вод мелового горизонта по Карадалинскому месторождению по сумме категорий А+В+С₁+С₂, составляет 776,1 тыс. м³/с.

На левобережье реки Или водообильность пород сравнительно высокая. При опытных выпусках воды из скважин расходы при самоизливе изменялись от 14,5 до 191,0 дм³/с. Наиболее характерным являются значения от 50-70 дм³/с. В предгорной полосе водоносный горизонт обладает значительно меньшей водообильностью.

При пробных откачках дебиты скважин изменялись от 0,1 до 2,8 дм³/с при понижениях уровня воды на 18,9-43,5 м. Минерализация вод горизонта не высокая, обычно не превышает 1,1 г/дм³. Химический состав их также не одинаков, что связывается блоковым строением территории. В газовом составе на всех участках преобладает азот 75,0-98,4 об процентах.

На остальной территории, как на левобережье р.Или, так и на первом берегу ее, верхнемеловой водоносный горизонт опробован в ряде глубоких скважин: 6-Г, 3-Т, 1-Г, 1-ТП, 2-ТП, 1-РТ и 5539.

Наиболее свежие данные по верхнемеловому водоносному горизонту получены по результатам разведочных работ на участках Дарбазакум - скважина 1-РТ (2007-2008 гг) и Жаркунак - скважина 5539 (2015-2016 гг). На участке Дарбазакум водоносный горизонт опробован в интервале глубин 2776-2790 м. Плотность пластовой воды - 0,992 г/см³. По результатам опытного выпуска дебит скважины на самоизливе составил 24,3 дм³/с, пьезометрический уровень установился на отметке 250 м выше поверхности земли. Температура воды на изливе +98 градусов. На участке Жаркунак интервал опробования составил 2763-2793 м, дебит скважины на самоизливе составил 54,5 дм³/с, пьезометрический уровень установился на отметке 235 м выше поверхности земли. Температура воды на изливе +103 градусов. По результатам разведки утверждены запасы Жаркунакского месторождения геотермальных вод в количестве 150 л/с по состоянию на 01.01.2017 года.

Таблица 2.1 –Основные показатели подземных вод водоносного комплекса, меловых отложений

Номер скважины	Глубина залегания водоносных пород, м	Дебит л/с на самоизливе	Давление устье-кгс/см ²	Содержание ионов мг/л/%-экв						Сухой остаток г/л
				CL	SO ⁴	HCO ³	Na	Ca	Mg	
Левобережье реки Или										
6-Г	715-755 745-765 780-798	75,2		<u>28,4</u> 16	<u>105,7</u> 44	<u>222,0</u> 40	<u>50,6</u> 44	<u>46,1</u> 46	<u>6,1</u> 10	0,35
1028	367-420 465-500	32,4	1,4	<u>87</u> 10	<u>33</u> 20	<u>131</u> 70	<u>29</u> 33	<u>32</u> 50	<u>4</u> 17	0,80
1044	420-426 434-453	20,7	2,2	<u>10,6</u> 9	<u>33,6</u> 20	<u>146,5</u> 71	<u>25,3</u> 32	<u>36,1</u> 53	<u>6,1</u> 14	0,3
1312	427-525	14,6	1,61	<u>71,0</u> 23	<u>225,8</u> 54	<u>122,0</u> 23	<u>69,0</u> 34	<u>84,2</u> 48	<u>19,5</u> 18	0,6
963	573-642	16,6	4,0	<u>70,9</u> 26	<u>115,3</u> 32	<u>195,3</u> 42	<u>131,1</u> 75	<u>34,1</u> 22	<u>2,4</u> 3	0,5
770	424-500	140,0	9,7	<u>39,0</u> 21	<u>91,3</u> 36	<u>134,2</u> 42	<u>46,0</u> 38	<u>58,1</u> 56	<u>3,7</u> 6	0,4
773	400-515	191,0	7,5	<u>28,4</u> 13	<u>163,3</u> 45	<u>183,1</u> 42	<u>27,6</u> 17	<u>78,2</u> 54	<u>25,5</u> 29	0,5
1325	443-629	57,1	6,1	<u>60,3</u> 19	<u>216,2</u> 51	<u>158,6</u> 30	<u>78,1</u> 39	<u>102,2</u> 58	<u>3,7</u> 3	0,6
44	840	50,0	самоизлив	<u>205,0</u> 44	<u>181,0</u> 29	<u>201,0</u> 27	<u>285,7</u> 94	<u>14,0</u> 5	<u>1,0</u> 1	0,9

Продолжение таблицы 2.1

Номер скважины	Глубина залегания водоносных пород, м	Дебит л/с на самоизливе	Давление устье-кгс/см ²	Содержание ионовмг/л /%-экв						Сухой остаток г/л
				CL	SO ⁴	HCO ³	Na	Ca	Mg	
Правобережье реки Или										
3-Г	1377-1448	60,2	26	<u>32,0</u> 19	<u>45,25</u> 21	<u>170,8</u> 60	<u>71,1</u> 67	<u>23,9</u> 16	<u>4,37</u> 7	0,26
1-Г	2693-2732	46,3	36	<u>212,7</u> 43	<u>347,7</u> 41	<u>106,1</u> 16	<u>298,2</u> 95	<u>14,6</u> 5	<u>н/о</u>	0,90
3-Т	2278-2344	30,0	19,5	<u>20,0</u> 12	<u>61,0</u> 27	<u>162,0</u> 56	<u>101,0</u> 94	<u>5,0</u> 5	<u>1,0</u> 1	0,33
1-ТП	2800-2900	50,0	17,37	<u>46,1</u> 19	<u>91,3</u> 27	<u>231,9</u> 54	<u>154,0</u> 97	<u>2,0</u> 1	<u>2,4</u> 3	0,5
2-ТП	2718-2790	22,0	24	<u>35,5</u> 14	<u>96,1</u> 27	<u>268,5</u> 59	<u>160,9</u> 95	<u>6,0</u> 4	<u>1,2</u> 1	0,5
1-РТ	2737-2817	24,5	25	<u>103</u> 27	<u>62</u> 33	<u>154</u> 39	<u>223</u> 97	<u>5</u> 2	<u>0,2</u> 1	0,6
5539	2763-2793	54,5	53,5	<u>100</u> 35	<u>250</u> 18	<u>220</u> 42	<u>230</u> 97	<u>3,0</u> 2	<u>0,6</u> 1	0,8

2.4 Геотемпературные условия

Знание геотермической обстановки недр имеет большое значение для выяснения гидрогеологических условий территории в целом.

Начиная 1981 года, в пределах северной части Жаркентской депрессии начались поисково-разведочные работы специально на термальные воды. Полученные результаты позволили не только уточнить и скорректировать выводы предыдущих исследователей, но и дать определенный материал для расшифровки условий формирования подземных вод данной территории.

Высокие теплопроводящие свойства пород осадочного чехла Жаркентской депрессии, а также интенсивная нарушенность фундамента и осадочной толщи тектоническими нарушениями способствуют активному прогреву отложений и, соответственно, заключенных в них подземных вод.

В целом наблюдается закономерное возрастания температуры с глубиной. Наибольшие температуры зафиксированы в центральной части впадины, в наиболее переуглубленной ее части и в непосредственной близости с региональными тектоническими нарушениями, безусловно влияющими на геотермические условия района. Кривые поинтервального распределения температур на глубине 1000, 1500, 2000м, совмещенные с геотермическими разрезами, показывают, что в осевой части депрессии - с востока на запад на всех интервалах глубин температура постепенно повышается, что связано с движением горячих подземных вод в Калкан-Бугутинскую горловину.

Кривые температур показывают, что на фоне закономерного изменения температур на глубине 1000м (некоторые уменьшение к бортам впадины и увеличение к ее осевой части) температуры на глубинах 1500 и 2000м имеют тенденцию к увеличению к югу (Кетменская моноклираль). Причиной того, повидимому, являются скрытые очаги разгрузки вод глубокой циркуляции по зонам тектонических нарушений.

Известно, что важным показателем, характеризующим тепловое состояние того или иного района является геотермический градиент, который рассчитывался по известным формулам:

- при наличии геотермограмм:

$$\Gamma = \frac{T_2 - T_1}{H_2 - H_1} \cdot 100, \quad (2.1)$$

где Γ - геотермический градиент, °C/100 м;

T_1, T_2 - начальная и конечная температура расчетного интервала °C;

H_1, H_2 - начальная и конечная глубина расчетного интервала, м.

- при единичных замерах температур:

$$\Gamma = \frac{T_1 - T_0}{H_1 - H_0} \cdot 100 \quad (2.2)$$

где H_0 —глубина нейтрального слоя, м;

H_1 —глубина точки наблюдения температуры, м;

T_0 —глубина нейтрального слоя, °С;

T_1 —температура в точке наблюдения, °С;

При определении среднего геотермического градиента брались интервалы глубин 400-500 м.

Для выяснения характера диаграммы изменения геотермических градиентов с глубиной построены диаграммы значений геотермических градиентов по некоторым глубоким скважинам. Изменения геотермических градиентов по линиям разрезов иллюстрируют рисунки и в целом значение геотермических градиентов для осадочного чехла депрессии изменяется по площади бассейна от 2,0 до 4,4 градусов/100 м. Лишь в пределах Карадалинского месторождения термальных вод они повышаются до 5,5 градусов/100 м, что можно объяснить подтоком в водоносный комплекс меловых отложений более нагретых вод по зонам тектонических нарушений.

По данным средних геотермических градиентов на поверхности палеозойского фундамента температуры колеблются от 20 до 145 градусов и возрастают к наиболее прогнутым частям депрессии.

Сопоставление материалов геотермических исследований с данными по геологии и гидрогеологии района показывает, что основную роль в распределении температур играют блоковое строение депрессий, литолого-фациальный состав водовмещающих пород и характер водообмена. В связи с этим и значения геотермических градиентов отдельных стратиграфических толщ колеблются в больших пределах (Рисунки 6-7).

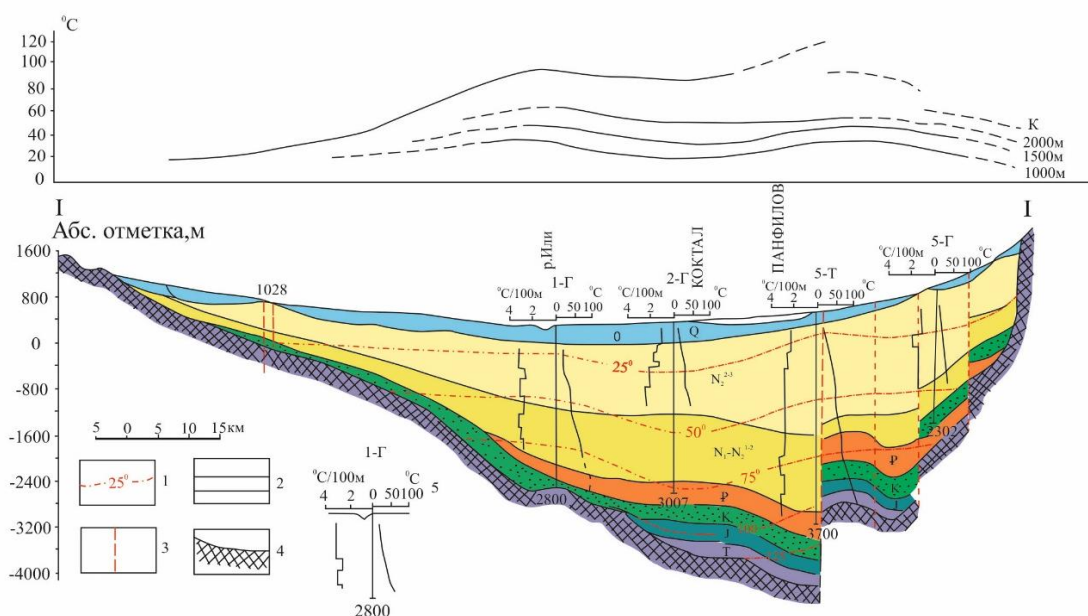
Роль тектонических нарушений в формировании геотермического режима впадины неоднозначна. Широтные разломы, особенно на севере впадины, по видимому, является теплопроводящими каналами, выносящими по нарушенным зонам термальные воды глубокой циркуляции. Так, скважина 5-Т, пробуренная практически в зоне разлома, имеет для различных стратиграфических комплексов пород, близкие значения геотермических градиентов (2,52-2,75 градусов/100 м). Однако для различных интервалов глубин они далеко неоднозначны и варьируют от 1,6 до 3,3 градусов/100 м, что может быть объяснено различием в теплопроводности пород в этих интервалах.

Меридиональные разломы, особенно в южной части депрессии, являющиеся каналами, по которым происходит питание водоносных горизонтов, оказывают охлаждающее влияние на термоводоносные горизонты. Выполненные геотермические исследования позволяют в пределах бассейна в разрезе мезо-кайназойского чехла выделить пять геотермических зон.

Геотермическая зона (до 25 градусов) распространена по всей территории впадины. Нижняя ее граница прослеживается до глубины 200-1000м и приурочена к бортовым частям депрессии. Эта зона охватывает в основном породы четвертичных и верхнемиоценовых отложений, для которых характерен активный водообмен.

Геотермическая зона (25-50 градусов) занимает меньшую площадь и захватывает, в основном, отложений миоцена, а в южной и юго-восточной части депрессии приурочена к водомещающим породам мела, юры и триаса. Наибольшие глубины нижней границы этой зоны (1900-2000м) прослеживаются в юго-восточной части депрессии, где сказывается охлаждающее влияние на недра инфильтрация поверхностных вод, атмосферных осадков и внедрение холодных вод по меридиональным разломам.

Геотермическая зона (50-75 градусов) занимает всю центральную часть впадины. Нижняя граница ее залегает, в основном, на глубинах 2400-2600м, захватывая отложения неогена, палеогена, а по периферии впадины-мела, юры и триаса.



1-изолинии температур; 2-меловой водоносный горизонт; 3-линия тектонического нарушения; 4-палеозойский фундамент; 5-скважина, сверху номер, внизу-глубина, м; слева-диаграмма значений геотермических градиентов; справа-термограмма.

Рисунок 6—Гидрогеотермический разрез по скважинам 1-Г, 2-Г, 5-Т, 5-Г

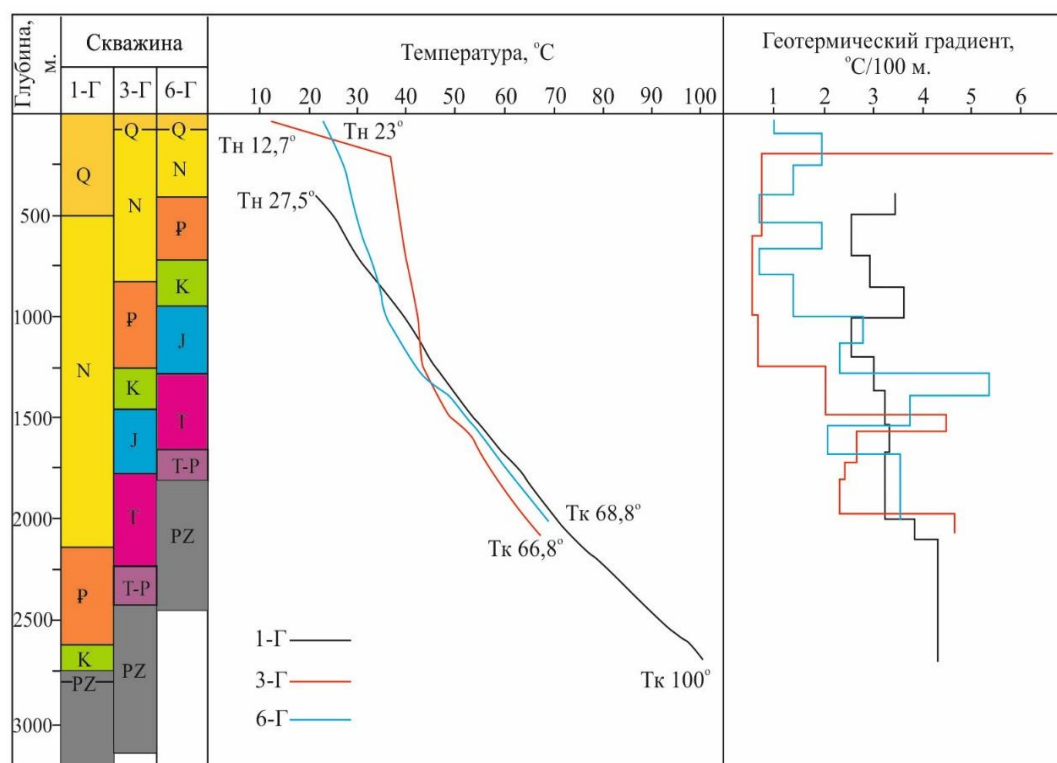


Рисунок 7– Термограммы и диаграммы значений геотермического градиента по скважинам 1-Г, 3-Г, 6-Г

Геотермическая зона (75-100 градусов) прослеживается до глубины 2600-3000м и приурочена, главным образом, к мезозойским отложениям.

Геотермическая зона с температурой выше 100градусов приурочена к центральной переуглубленной части впадины, находится на глубинах свыше 3000м и охватывает водоносные комплексы мела, юры, триаса.

Структурное положение Жаркентской депрессии среди складчатых сооружений Северного Тянь-Шаня и Жонгарии, геоморфологические и климатические особенности района, наличие в разрезе мощных толщ различной теплопроводности и проницаемости обусловили существование здесь крупного артезианского бассейна с термальной водой, имеющего замкнутый гидродинамический режим. Температура подземных вод зависит от экзогенных (климатических) и эндогенных (геотермических) факторов, сочетание которых обуславливает геотермическую зональность земных недр исследований возрастает от центральных частей к периферийным от 20-25 до 40-50м, а температура соответственно уменьшается от 13 до 11 градусов.

3 Перспективы использования геотермальной энергии Левобережной части Жаркентского артезианского бассейна

3.1 Краткая характеристика геотермических условий Левобережной части

Геотермальные данные полученные при составлении схематической геотермической карты района приняты как температуры глубин залегания водоносного горизонта, так как при дебитах скважин более 20 л/сек и глубине 2550-2450 м потеря тепла воды при подъеме по стволу скважин незначительна.

Геотермический градиент, характеризующий изменение температуры на глубине, не является постоянной величиной как по площади, так и по глубине. Д.И.Дьяконов 1958г., Б.Г.Поляк 1919г. др. при изучении большого числа термограмм отметили, что скорость нарастания температур с глубиной меняется не беспорядочно, а определенным образом. В одних случаях с ростом глубин эта скорость увеличивается, а иногда остается постоянной. Соответственно температурные кривые будут либо выпуклыми, либо выгнутыми, либо прямыми по отношению к осям глубин.

Анализ имеющихся данных по температурным измерениям в скважинах показывает, что нарастание температур с глубиной в осадочной толще в юго-восточной, южной и юго-западной частях района происходит по вогнутой кривой. Такой тип нарастания температур указывает на увеличение геотермического градиента с глубиной и отражает гидродинамическую зональность. Он обусловлен, с одной стороны, выравниванием температур в верхних частях разреза, где происходит более активный водообмен, а с другой - расход тепла, идущего из недр земли, на нагрев подземных вод, циркулирующих здесь в горных породах.

Как ранее было отмечено, описываемый район выполнен мощной толщей мезозой-кайнозойских отложений, а также подстилающими их верхнепалеозойскими породами. К этим образованиям приурочены геотермальные воды.

Геотермальные воды имеют почти повсеместное распространение в описываемом районе. Водоносными являются разнородные пески и песчаники переслаивающиеся с глинами. Глубина залегания термоводоносного горизонта изменяется от 400 до 750 м. Мощность водоносных пластов колеблется от 60 до 65 м. Воды напорные. Дебит самоизливающихся скважин составляют 20-191 л/с, пьезометрический напор +97м, температура вод на устьях скважин варьирует от 35 градусов до 45 градусов, газовый состав – азотные термы.

Как видно из вышеприведенного краткого геотермального обзора, в описываемом районе наблюдается определенные закономерности в распространении, изменении температуры, мощности и глубины термальных вод.

В связи с погружением водоносных горизонтов возможное возрастание температуры и минерализации термальных вод, химического состав может изменяться от гидрокарбонатно-кальциевого до гидрокарбонатно-сульфатно-хлоридного натриево-кальцевого и натриевого. Рост увеличения температуры объясняется не только увеличением глубин залегания термальных вод, но и их гидродинамикой и литолого-фациальными особенностями водовмещающих пород. В областях питания подземные воды охлаждаются окружающими породами. По мере движения в области транзита, они постепенно нагреваясь, слабо влияют на геотермальные условия. В областях же разгрузки подземные воды нагреваются подземными породами, создавая повышенные термические аномалии.

3.2 Современное состояние использования геотермальных вод Левобережья

В настоящее время подземные воды Левобережья в пределах Карадалинского месторождения широко используются для обеспечения потребностей несколько десятков малых хозяйств и зон отдыха, а также для орошения земель Уйгурского района Алматинской области.

Подземные воды меловых отложений пресные, с сухим остатком 0,2-0,8 г/дм³, преобладают значения 0,2-0,5 г/дм³. По химическому составу они, в основном, гидрокарбонатно-сульфатные и сульфатно-гидрокарбонатные натриево-кальциевые. Очень редко встречаются хлоридно-сульфатные натриево-кальциевые. Температура их изменяется от 13 градусов в предгорной полосе до 42 градусов на участке водозабора.

Содержание основных анионов и катионов в подземных водах находится в следующих пределах (мг/дм³): гидрокарбонатов от 103,7 до 372,2; сульфатов – от 29,6 до 411,5; натрия и калия – от 29,0 до 313,0; кальция – от 11,0 до 142,3; хлора – от 10,6 до 129,4; магния – от 1,2 до 30,4.

Воды имеют слабощелочную реакцию – рН изменяется от 7,1 до 8,6. Наличие в подземных водах незначительного количества органических соединений, подтверждается величиной окисляемости, которая не превышает 0,2-1,84 мг/дм³. Отсутствия органического загрязнения подтверждает незначительное содержание в пробах нитратов (1,0-6,0 мг/дм³) или их полное отсутствие. Аммоний-ион содержится в количествах 0,1-0,5 мг/дм³ в единичных скважинах, а в основном наблюдается их полное отсутствие. Катионы железа в подземных водах отсутствуют. Содержание окиси кремния изменяется от 4,0 до 36,0 мг/дм³. Содержание галогенов находится в пределах (мг/дм³): брома – 0,3-3,2; фтора – от 0,1 до 1,0, и не превышают нормы. Микрокомпоненты содержатся в подземных водах в незначительных количествах (мкг/дм³): медь-2,5-20,0; свинец-5,0; цинк-0-30,0; мышьяк-2,5; ртуть-1,0; молибден-0-2,5. Содержание урана – 5×10^{-5} - $1,1 \times 10^{-5}$.

По данным режимных наблюдений, выполненных при разведке Карадалинского месторождения подземных вод, их химический состав и минерализация в годовом цикле оставались неизменными. Физические свойства подземных вод положительны: они не обладают ни цветом, ни запахом, прозрачные.

Современный водоотбор термальных подземных вод верхнемелового водоносного горизонта левобережья, характеризуется преимущественно использованием в частных зонах отдыха для подпитывания бассейнов и отопления зданий, а также для обогрева отдельных теплиц. Парк скважин в пределах левобережья представлен в основном старыми скважинами, пробуренными в 70-80-е годы при поисково-разведочных работах. Кроме того, имеется ряд скважин, пробуренных и в настоящее время (Рисунки 8-9).



Рисунок 8 – Пансионаты и теплицы на термальных скважинах



Рисунок 9 – Бурение новых скважин на Левобережье

3.3 Рекомендации к эффективному использованию термальных вод

Рассмотрение информации о ранее разведанных геотермальных ресурсах Восточной части Илийского артезианского бассейна, а также его современное состояние позволяют сделать следующее заключение.

Основные направления и сферы использования геотермальных ресурсов данных регионов, по которым на данный момент имеются достаточно надежные и удовлетворяющие потребности расчетов различных технико-технологических параметров их применения – это теплоэнергетика, водоснабжение и бальнеология.

Более ограничены возможности выбора из приведенных данных по фонду скважин объектов для рекомендации их использования в целях производства электроэнергии, даже с учетом применения бинарных технологий. Правда определенная перспектива такого использования геотермальных ресурсов есть в Жаркентском районе, где температура основного водозаборного пласта составляет 93 градусаи при обеспечении соответствующих условий добычи на устье может быть не ниже 90-91 градусов.

Исходные данные позволяют рассмотреть несколько концептуальных схем использования геотермальной воды в целях теплоснабжения, горячего водоснабжения сельских населенных пунктов и городских микрорайонов, а также на объектах промышленного и сельскохозяйственного назначения, расположенных вблизи скважин с комплексом характеристик, удовлетворяющих все необходимые требования. Во-первых, это наиболее экономически выгодный одноконтурный вариант, когда добываемая геотермальная вода непосредственно служит теплоносителем в сети теплоснабжения и не требует специальных технологических решений при ее утилизации. Во-вторых, комбинированные схемы с использованием как геотермального тепла, так и тепла от сжигания жидкого, газообразного или твердого топлива для организации тех или иных видов производств, в частности там где требуется пар. В-третьих это двухконтурные схемы в тех случаях когда учитываются либо экологические ограничения либо когда температура геотермальной воды недостаточна для целей теплоснабжения. В-четвертых, это схемы использования геотермальных вод для целей бальнеологии.

В качестве примера первого варианта концептуальных схем можно привести материалы проекта опытно промышленной разработки Приилийского месторождения термальных вод, выполненный рядом подразделений ОАО «Газпром». По результатам проведенных в рамках проекта геологоразведочных работ, бурения и испытания скважин, институтом ВНИПИГеотерм (Сабанаев К.А. и др.) были обоснованы временные кондиции термальных вод, а Институтом гидрогеологии и гидрофизики АН Казахской ССР (Мухамеджанов С.М. и др.) – осуществлена оперативная оценка запасов по категории С1.

Взяв эти данные за основу, были разработаны технологические схемы и варианты эксплуатации объекта. То обстоятельство что термальные воды, соответствовали ГОСТу «Вода питьевая» и не обладали агрессивностью, определило условия создания термоводозабора и очередность ввода ячеек в эксплуатацию, а также сама возможность подачи термальных вод непосредственно потребителю. Особенности создания термоводозабора заключаются в поэтапном вводе в эксплуатацию отдельных ячеек по мере испытания и заканчивания скважин. Термоводозабор планировалось довести до проектной мощности (12 тыс.м³ /сут). Технологические схемы использования термальных вод были рассмотрены в укрупненных технико-экономических расчетах (4 варианта теплоснабжения).

Схема теплоснабжения, соответствующая первому варианту (Рисунок10) состоит из 12 эксплуатационных скважин. Шлейфы (транзитные магистрали) от геотермальных скважин имеют диаметр 70 мм и проложены надземно на низких железобетонных опорах.

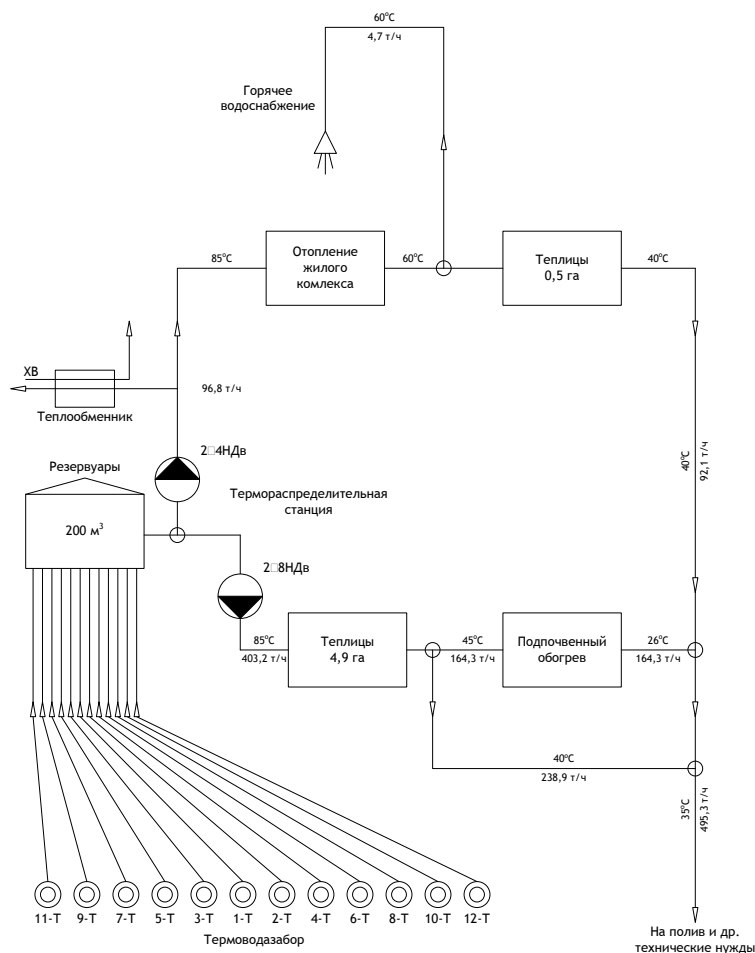


Рисунок 10 – Технологическая схема использования термальных вод при первом варианте теплоснабжения

На ТРС устанавливаются два сборных бака-аккумулятора каждый емкостью 200 м³, назначением которых является накопление

геотермальной воды, поступающей из скважин. Это необходимо в связи с тем, что непосредственную гидравлическую связь между скважинами и системой геотермального теплоснабжения осуществлять, как правило, не рекомендуется. Учитывая это, на ТРС для подачи теплоносителя к потребителям устанавливаются две группы центробежных насосов, типа НДВ. Первая группа, представленная насосами марки 4 НДВ работает только в системе теплоснабжения жилого поселка, вторая группа насосов (8 НДВ) – обслуживает теплицы.

Проведенные расчеты показали, что для покрытия всех нагрузок жилого поселка достаточно 96,8 т/ч геотермальных вод с температурой 85 градусов. При этом, на «хвосте» системы отопления работает теплица площадью 0,5 га, что дает возможность повысить эффективность использования геотермальных вод на этой ветке за счет снижения температуры воды на сбросе от 60 до 40 градусов.

Вторая группа насосов обслуживает систему теплоснабжения сезонных теплиц, площадь которых согласно выполненным расчетам составит 4,9 га. На обогрев этих теплиц расходуется 403,2 т/ч термальной воды или 30 процентов всей добычи. После прохождения системы отопления теплиц термальная вода используется частично здесь же для осуществления подпочвенного обогрева что позволяет снизить их температуру до 26 градусов.

В дальнейшем все потоки термальной воды, прошедшие через нагревательные приборы, смешиваются друг с другом и образуют единый теплоноситель с температурой 35,3 градусов, который рекомендуется использовать для различных технических нужд, в том числе для полива. Регулирование отпуска тепла во всех случаях производится автоматически или вручную, путем изменения количества геотермальной воды, циркулирующей в системе.

В летний период, из-за выключения сезонных потребителей, температура геотермальной воды в сети горячего водоснабжения может подняться до 89 градусов, что недопустимо по гигиеническим соображениям. Поэтому во избежание получения ожогов в летний период, в проекте рекомендуется установить на ТРС специальный теплообменник, в котором геотермальная вода будет нагревать водопроводную воду, идущую на горячее водоснабжение.

Следует заметить, что этот факт не вносит существенного искажения в рассматриваемый нами пример схемы одноконтурного теплоснабжения, как с позиций масштаба, так и с позиции нестандартности ситуации, вызвавшей необходимость такого инженерного решения.

Как видим, в данной схеме отсутствуют процессы, связанные с подогревом исходной геотермальной воды, которые могли бы вызвать распад бикарбонатов и выделение из воды свободной агрессивной уголекислоты. В этом отношении применение этой схемы на практике не вызовет каких-либо осложнений в эксплуатации. Основным ее достоинством является отсутствие

элементов, потребляющих топливо и возможность работы без теплообменников. Основным ее недостатком являются значительные затраты на бурение скважин и большая разбросанность теплотрасс. Коэффициент энергетической эффективности схемы (отношение реально используемого в течение года теплового потенциала скважин к суммарному количеству тепла, которое могло бы быть получено при срабатывании годового дебита до некоторой условной технически достижимой температуры, составляющей порядка 35 градусов составил – $\eta_1 = \frac{Q_{\text{ре}}^{\text{год}}}{Q_{\text{ид}}^{\text{год}}} = \frac{115\,447}{226\,800} = 0,5$.

Схема теплоснабжения, названная вторым вариантом теплоснабжения, показана на рисунке (Рисунок 11).

Особенностью данной схемы является меньшее количество неиспользуемых скважин и меньшая разбросанность тепловых сетей термальной воды. В теплотехническом плане она не отличается от уже рассмотренной первой схемы, и по этой причине комментарии к ней опускаются.

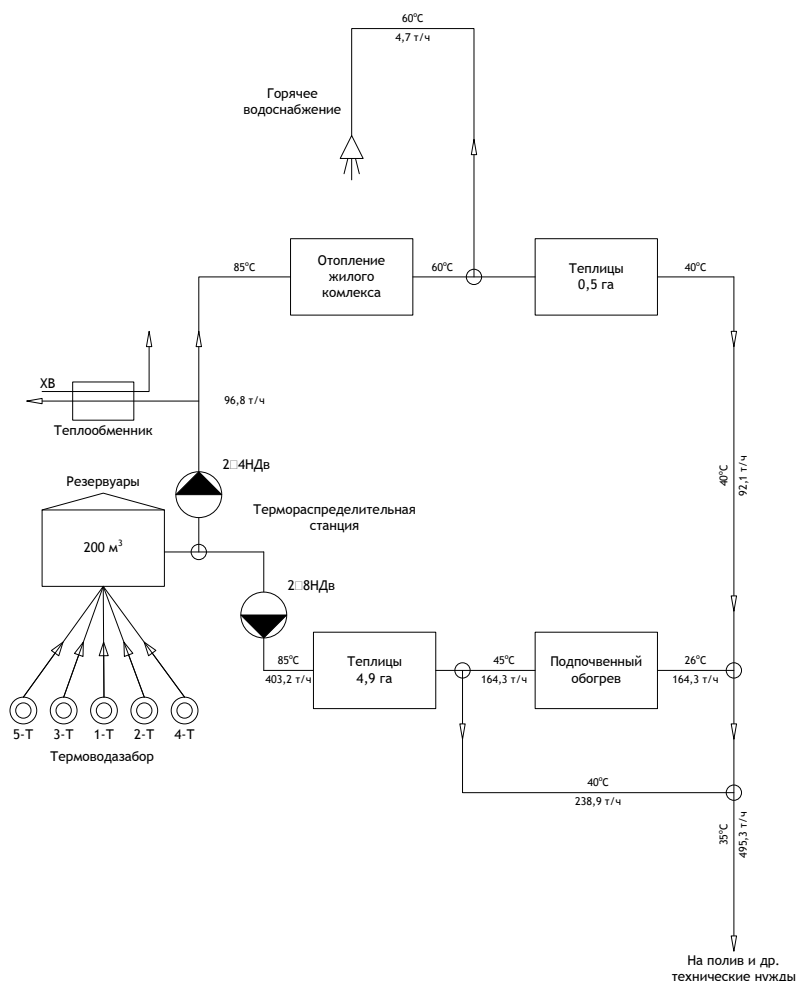


Рисунок 11 – Технологическая схема использования термальных вод при втором варианте теплоснабжения

Схема теплоснабжения, названная третьим вариантом, представлена на рисунке (Рисунок12). Ее основное отличие состоит в наличии системы обратной закачки, предназначенной для возвращения в недра отработанных геотермальных вод. Вследствие этого, в схеме появились такие новые элементы как станция реинжекции и комплекс нагнетательных скважин в количестве пяти единиц.

Разумеется, в данном случае возможность использования геотермальных вод, отработанных в основной системе резко ограничена, так как они по условию работы схемы должны закачиваться в пласт. Поэтому эффективность данной схемы, с точки зрения использования ее энергетического потенциала, значительно ниже, чем у двух предыдущих:

Схема теплоснабжения названная четвертым вариантом, показана на рисунке (Рисунок13). Ее отличительная особенность состоит в наличии специальных погружных насосов для увеличения производительности скважин и подъема теплоносителя на поверхность. В остальном техническая сторона данной схемы идентична схеме 2 (Рисунок12) и поэтому, комментарии к ней мы также опускаем.

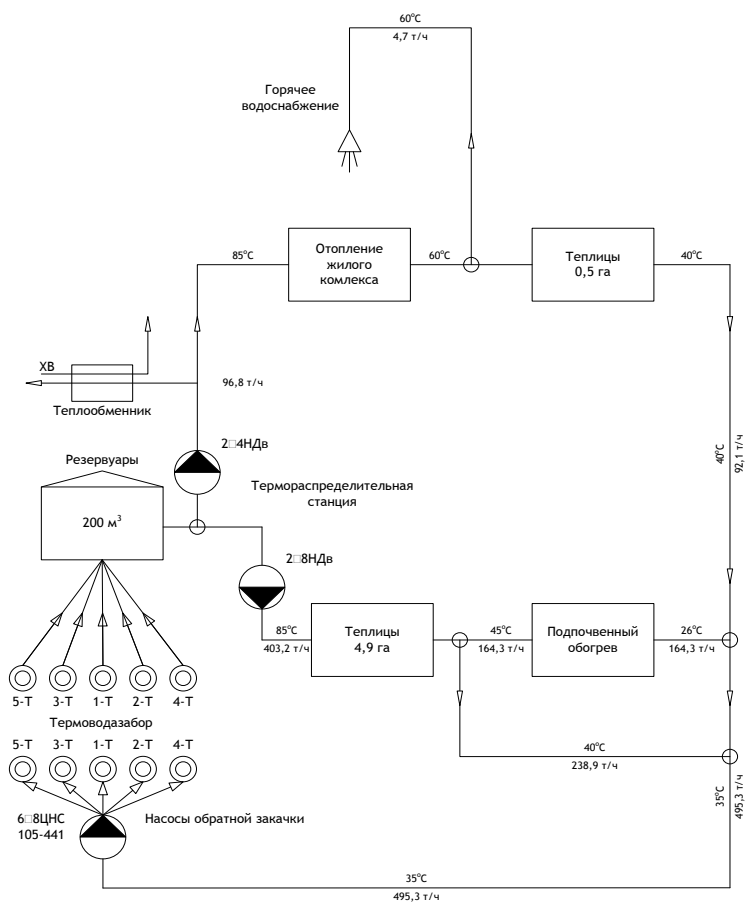


Рисунок 12 – Технологическая схема использования термальных вод при третьем варианте теплоснабжения

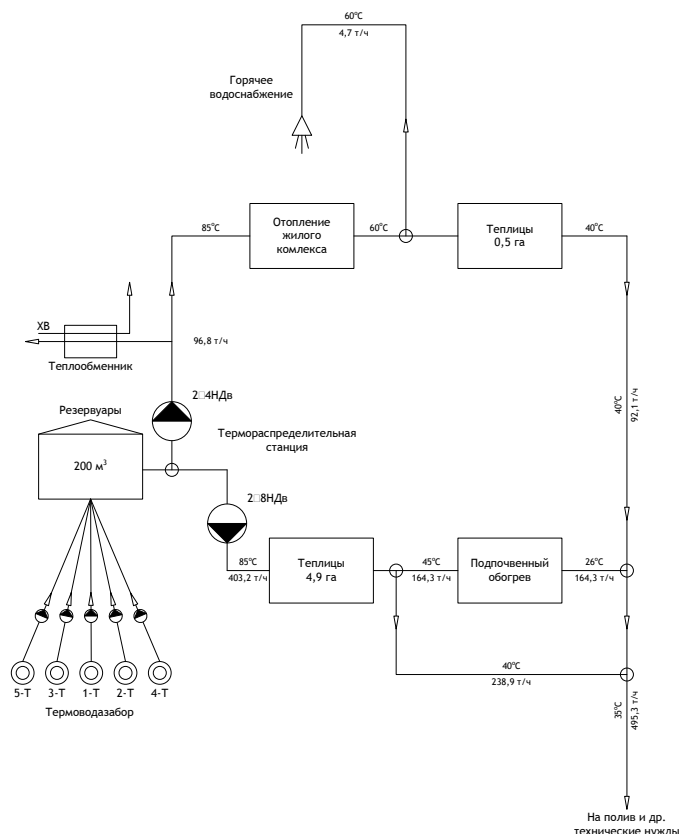


Рисунок 13 – Технологическая схема использования термальных вод при четвертом варианте теплоснабжения

Тепличный комплекс по выращиванию цветочной продукции

Строительство тепличного комплекса по выращиванию цветочной продукции на базе скважины термоминеральных подземных вод в Уйгурском районе Алматинской области может предусматривать круглогодичное выращивание цветочной продукции в закрытом грунте.

Проведенный анализ рынка обусловил выращивание элитных, так называемых «голландских» роз, с диаметром бутона до 12 см. и величиной стебля – 60-110 см. Реализация продукции предполагается как на территории г. Алматы и области, так и в других регионах Казахстана, прилегающих областях России.

Переработка плодово-ягодной и овощной продукции

Переработка плодово-ягодной и овощной продукции, в том числе их сушка, где технологические процессы требуют постоянного наличия пара и горячей воды, может быть высокоэффективной в районах их выращивания за счет сезонной потребности в летне-осенние периоды, когда практически не требуется обогрев производственных, вспомогательных и жилых помещений рабочих поселков и предприятий.

Рыборазведение

Одной из заключительных стадий системы комплексного использования геотермальных вод является использование ее в рыбохозяйствах – отработанная термальная вода с температурой +25-

30градусовнаправляется в отстойники, из которых она перекачивается в рыбообразные пруды.

Остуженную воду после теплофикации можно накапливать в прудах-накопителях. Ее температура будет составлять не меньше +25-30 градусов, а химический состав, по заключению специалистов-рыбоводов, позволяет выращивать рыбу даже осетровых пород.

Поля орошения

Заключительной стадией комплексного использования геотермальных вод в весенне-летнее время является подача остуженных вод на поля орошения, главным образом на полив овощей и кукурузы в открытом грунте. Дополнительным эффектом использования геотермальных вод для полива является снабжение сельскохозяйственных культур микроэлементами.

Создание лечебно-оздоровительных комплексов в бальнеологических целях

Из выделяемых на сегодня бальнеологических типов минеральных вод в Илийском и Сырдарьинском артезианских бассейнах установлены воды группы А (без специфических компонентов), группы Д (бромные, йодобромные, йодные и с высоким содержанием органических веществ), группы Е (радиоактивные радоновые) и группы Ж (кремнистые термы).

Минеральные воды группы А используются в качестве лечебных, лечебно-столовых вод при заболеваниях органов пищеварения, хронических профессиональных отравлениях тяжелыми металлами, хронических заболеваний суставов, опорно-двигательного аппарата и костно-мышечной системы, а также для наружного применения в виде ванн для лечения нервной системы, кожных, гинекологических и других заболеваний.

Минеральные воды группы Д используются для наружного применения при лечении заболеваний опорно-двигательного аппарата, костно-мышечных тканей, сердечно-сосудистой системы, центральной и периферической нервной системы, а также кожных и гинекологических заболеваний.

Минеральные воды группы Е могут быть использованы для лечения неврозов, заболеваний органов и движения, периферической нервной и сердечно-сосудистой систем, кожных заболеваний. Рекомендуются для наружного применения в виде ванн, душей, орошения.

Минеральные воды группы Ж используются в лечебных целях при заболеваниях ревматизмом, бруцеллезом, для лечения болезней нервной системы, кожных заболеваний, болезней органов кровообращения и движения, желудочно-кишечных, гинекологических.

Строительство комфортабельного лечебно-оздоровительного комплекса в бальнеологических целях с использованием лечебных свойств геотермальных вод при лечении вышеперечисленных заболеваний, в котором осуществляется весь комплекс лечебных процедур с использованием термальной воды, грязей, физиотерапии, подводной гимнастики, массажей, ингаляций, электротерапии, растительными обертываниями, является одним

из наиболее привлекательных методов использования минеральных геотермальных вод.

Развитие туризма

Месторождения минеральных термальных вод Илийского артезианского бассейна находится в предгорьях Заилийского Алатау, очень красивом и живописном месте, которое изобилует дичью и горными породами рыб (форель, хариус). Район экологически чистый, сельскохозяйственный. Совмещение охоты, туризма и санаторного лечения в данном районе раскрывает значительные перспективы для развития туризма. К услугам могут быть предоставлены: закрытый бассейн с термальной водой и джакузи, сауны, паровые ванны, грязевые обертывания.

Розлив лечебно-столовой минеральной воды

Согласно медицинских заключений Министерства здравоохранения РК минеральные воды некоторых месторождений рассматриваемых регионов (например, Сарыагашского, Албан-Арасанского, Алматинского, Аральского, Курамского, Манкентского и др.) рекомендовано принимать вовнутрь при болезнях органов пищеварения, хронических и профессиональных отравлениях тяжелыми металлами, при нарушениях обмена веществ и для очищения организма от шлаков, при избыточном весе и др.

4 Особенности эксплуатационных запасов геотермальных подземных вод

Общие потенциальные геотермальные ресурсы. Они характеризуют тепловой потенциал толщи пород на прогнозируемую глубину бурения до 10 км. Плотность распределения ресурсов определяется по следующей формуле:

$$Q_o = kC_V (H_{np} - h_{nc})(t_{из} - t_{oc}), \quad (4.1)$$

где Q_o — плотность распределения ресурсов, т у.т./м²;
 k — коэффициент перехода от тепловой энергии к условному топливу, т у.т./Дж;
 C_V — объемная теплоемкость пород, Дж/(м³ · °C);
 H_{np} — прогнозируемая глубина бурения, м;
 h_{nc} — мощность нейтрального слоя, м;
 $t_{из}$ — средняя температура массива, °C;
 $t_{из} = 0,5(t_{np} + t_{nc})$; t_{np} — температура пород на прогнозируемой глубине, °C; t_{nc} — температура нейтрального слоя, °C;
 t_{oc} — температура окружающей среды, °C.

Технически доступные геотермальные ресурсы рассчитываются в двух режимах, определяемых потребителем: режим 70/20 градусов — для горячего водоснабжения (ГВС) и 90/40 градусов — для отопления. В режиме 70/20 градусов плотность ресурсов геотермальной энергии определяется следующим выражением:

$$Q_m = k\xi C_V (H_n - H_в)(t'_{из} - 20), \quad (4.2)$$

где Q_m — плотность ресурсов, т у.т./м²;
 ξ — коэффициент температурного извлечения ($\xi = 0,125$);
 H_n — нижняя граница ресурсного интервала, м ($H_n = 6000$ м);
 $H_в$ — верхняя граница ресурсного интервала, м;
 $H_в = [(t_в - t_{nc})/\Gamma] + h_{nc}$;
 $t'_{из} = 0,5(t_в + t_n)$;
 $t_в$ — температура на верхней границе ресурсного интервала, °C (в этом режиме для получения теплоносителя с температурой не менее 70°C средняя температура массива $t'_{из}$ с учетом потерь при транспортировке должна быть не менее 80°C);
 t_n — температура на нижней границе массива ресурсного интервала, °C;
 $t_n = \Gamma(H_n - h_{nc}) + t_{nc}$.

Исходя из положения 21 $t'_{из}$ меньше или равно 80 градусам: $t_в = 2t'_{из} - t_n$, тогда минимальное значение $t_в = 160 - t_n$. При высоких значениях t_n вводится ограничение $t_в$ меньше или равно 30 градусам. Плотность ресурсов геотермальной энергии в режиме 90/40 градусов определяется по формуле:

$$Q_m = k\xi C_V (H_n - H_g)(t'_{из} - 40). \quad (4.3)$$

Для обеспечения температуры теплоносителя, равной 90градусов, средняя температура массива должна быть не менее 100 градусов, а заданная температура на верхней границе ресурсного интервала — не менее 50 градусов. Экономически эффективные геотермальные ресурсы складываются из двух составляющих:

— $Q_{Э(1)}$ — теплосодержания рабочего горизонта со средней температурой пород, близкой к потребностям заказчика при условии равных или меньших приведенных затрат на добычу теплоты недр по сравнению с затратами на другие сопоставимые источники энергии;

— $Q_{Э(2)}$ — теплосодержания нижележащих пород до ограниченной глубины, определяемой из условия равенства затрат на добычу геотермальной энергии и затрат на другие сопоставимые источники энергии.

Методика оценки гидрогеотермальных ресурсов.

Оценка гидрогеотермальных ресурсов заключается в определении производительности водозаборного сооружения при заданном понижении уровня воды в скважинах или, наоборот, в прогнозе понижения уровня воды при заданной производительности водозаборного сооружения. Одновременно должно соблюдаться условие, что при расчетном водоотборе качество термальных вод будет удовлетворять необходимым кондициям в течение всего срока эксплуатации водозабора. Ресурсы термальных вод подсчитываются как по месторождениям или эксплуатационным участкам с целью обоснования строительства водозаборных сооружений для теплоснабжения конкретных объектов, так и в пределах крупных гидрогеологических регионов для обоснования перспективных генеральных схем использования этих вод на различные нужды народного хозяйства, а также направлений и объемов поисково-разведочных работ. На месторождениях (участках) оценка выполняется по результатам специальных разведочных работ или по данным эксплуатации действующих водозаборных сооружений.

Расчет прогнозных ресурсов термальных вод выполняется на основе региональных оценок, которые целесообразно осуществлять в пределах отдельных гидрогеологических структур по основным перспективным водоносным комплексам (горизонтам) с последующим их разделением при необходимости на экономические или административные единицы. По результатам оценки ресурсов производится геолого-экономическое районирование перспективных территорий по комплексу показателей, определяющих возможные масштабы, экономический эффект, последовательность изучения и промышленного освоения гидрогеотермальных ресурсов. Региональная оценка прогнозных ресурсов должна не только выявить, сколько термальной воды можно получить в данном перспективном районе и каков ее теплоэнергетический потенциал, но

и ответить на вопросы эффективного промышленного освоения ресурсов (методы разработки водоносных горизонтов, способы эксплуатации скважин и их взаимное расположение, возможные схемы энергетических систем и т.д.).

Оценка эксплуатационных запасов термальных вод и их теплоэнергетического потенциала проводится на основании утвержденных кондиций. Кондиции представляют собой совокупность экономически и технологически обоснованных требований к качеству и количеству воды, техническим условиям эксплуатации месторождения при рациональном использовании недр и соблюдении правил охраны окружающей среды. Кондиции должны учитываться при составлении проектов разработки и обустройства месторождений термальных вод. Для разработки технико-экономических обоснований (ТЭО) кондиций должны привлекаться специализированные проектные или проектно-исследовательские организации. Основные показатели кондиций, обосновываемые в ТЭО:

- минимальная температура воды (или энтальпия пароводяной смеси) на устье скважины;
- максимально допустимая минерализация и предельное содержание отдельных компонентов или их групп, включая содержание неконденсирующихся газов в парогидротермах (двуокиси углерода, сероводорода, метана, аммиака, азота, водорода, этана);
- минимальные избыточные давления воды или пара на устьях эксплуатационных скважин и максимальные давления на устьях нагнетательных скважин;
- предельные глубины и дебиты эксплуатационных скважин.[1]

Кроме того, в проекте кондиций должны быть обоснованы способы и средства водоподъема, система транспортировки воды до потребителя, согласованный с заказчиком расчетный срок эксплуатации водозабора и режим водоотбора в пределах этого срока, способы удаления использованных вод. В каждом конкретном случае эксплуатационные запасы оцениваются с учетом заявленной потребности в теплоносителе и наличия действующих водозаборных сооружений с целью установления возможного взаимного влияния проектируемого и действующих водозаборных сооружений и обоснования ожидаемого прироста запасов. Расчет водозабора включает обоснование рациональной схемы размещения эксплуатационных и нагнетательных (в случае применения ГЦС-технологии) скважин, режима их эксплуатации. В случаях неравномерного водопотребления в течение года оценка эксплуатационных запасов теплоносителя проводится в двух вариантах: при непрерывном равномерном и заданном неравномерном режимах водопотребления. Ограничивающими показателями являются величины допустимых понижений уровня в эксплуатационных скважинах, а также допустимые с технико-экономических позиций величины давления нагнетания (в случае применения ГЦС-технологии). При оценке эксплуатационных запасов весьма важно определить срок разработки

месторождения, в течение которого количество и качество подземных вод должно соответствовать техническим условиям, а ожидаемые величины снижения давления или уровня в скважинах не превысят допустимых. При оценке эксплуатационных запасов месторождений теплоэнергетических вод используют в основном гидродинамический и гидравлический методы. Гидродинамический метод базируется на достаточно строгих гидродинамических и теплофизических решениях и применяется для пластовых систем и приуроченных к ним месторождений. Метод основан на прогнозных расчетах изменения дебитов и уровней с учетом параметров водоносных пород, определяемых по данным гидрогеологических работ в период разведки месторождений. При добыче глубоких подземных вод проявляются упругие свойства вод и пород, что приводит к длительному неустановившемуся притоку подземных вод к скважинам. Интенсивность и характер изменения уровней и дебитов зависит от ряда факторов:

- водопроницаемости и пьезопроводности и их изменения по площади эксплуатационного участка и за его пределами в зоне влияния водозабора;

- граничных условий месторождения и эксплуатационного участка, определяемых наличием областей создания напора, выклиниванием или резким изменением мощности или литолого-фациальных свойств водовмещающих пород;

- суммарного дебита водозабора и дебитов отдельных скважин и их изменения в процессе эксплуатации. Водопроницаемость грунтов и пород T , $\text{м}^2/\text{сут}$ или $\text{м}^2/\text{с}$, — это произведение коэффициента фильтрации k на мощность m водоносного пласта:

$$T = km. \quad (4.4)$$

Водопроницаемость характеризует единичный (на единицу ширины потока) фильтрационный расход по простиранию водоносного пласта при градиенте напора, равном единице. Пьезопроводность водоносных пластов представляет собой отношение водопроницаемости T к водоотдаче μ :

$$a = \frac{T}{\mu}. \quad (4.5)$$

В напорных пластах вместо гравитационной водоотдачи μ принимается упругая водоотдача μ^* . Пьезопроводность является показателем скорости перераспределения напора и сработки запасов водоносного пласта в условиях неустановившейся фильтрации. Для стационарных потоков, в которых не происходит изменения напоров и сработки запасов во времени, а также при жестком режиме фильтрации, когда не рассматриваются упругие деформации воды и фильтрующей породы, пьезопроводность исключается. Коэффициент гравитационной водоотдачи μ представляет собой отношение

объема воды к объему осушенной части пород, а коэффициент упругой водоотдачи μ^* можно рассматривать как отношение объема извлекаемой из пласта воды к объему воронки депрессии, образующейся в пьезометрической поверхности пласта. Основной расчетной формулой при подсчете эксплуатационных запасов для скважины с постоянным дебитом является

$$S = \frac{Q}{4\pi km} \left[-Ei \left(-\frac{r}{4at} \right) \right], \quad (4.6)$$

где S — допустимая расчетная величина снижения уровня подземных вод в пласте, м;

Q — эксплуатационный дебит водозабора, м³/сут;

k — коэффициент фильтрации, м/сут;

m — мощность водоносного горизонта, м;

r — расстояние от источника возмущения до точки, в которой определяется понижение уровня на определенный момент времени, м;

a — коэффициент пьезопроводности, м²/сут;

t — время эксплуатации скважины, сут;

E_i — интегральная показательная функция.

На практике обычно используют логарифмическое приближение, которое с точностью до 5 процентов может заменить при соблюдении условия

$$-E_i(-r^2/4at) \approx \ln 2,25at/r^2. \quad (4.7)$$

При этом формула для определения понижения уровня в скважине примет вид

$$S = \frac{Q}{4\pi km} \cdot \ln 2,25 \frac{at}{r}, \quad (4.8)$$

что соответствует квазиустановившемуся характеру движения подземных вод к скважинам, когда темп снижения давления во всех точках внутри зоны фильтрации становится одинаковым. В этой зоне кривые понижения давления (уровня) во времени перемещаются параллельно друг другу. При подсчете запасов водозаборные сооружения задаются либо как группа взаимодействующих скважин, произвольно размещенных на местности, либо в виде упорядоченных систем — линейной, площадной, кольцевой и др. Расчетный срок эксплуатации скважин в соответствии с установившейся практикой оценки запасов подземных вод рекомендуется принимать равным 10000 суток (около 27 лет). Эксплуатационные запасы считаются обоснованными тогда, когда их количество и качество соответствует кондициям и прогнозное снижение уровня термальных вод в

скважинах к концу расчетного срока эксплуатации не превышает допустимой величины.

Оценка эксплуатационных запасов термальных вод и парогидротерм с применением ГЦС-технологии эксплуатации месторождений так же, как и при традиционных фонтанном и насосном способах эксплуатации, выполняется гидродинамическим методом. При этом должны решаться следующие задачи:

- гидродинамический прогноз изменения пластового давления, избыточного давления на устье эксплуатационных скважин и давления на устье нагнетательных скважин;
- прогноз изменения температуры теплоносителя в пластовых условиях и эксплуатационных скважинах к концу расчетного срока эксплуатации;
- прогноз приемистости нагнетательных скважин;
- определение теплофизических параметров теплоносителя, водовмещающих пород, ограничивающих водоупоров, а также активной пористости;
- прогноз возможных изменений фильтрационных параметров в призабойных зонах нагнетательных скважин и продуктивном пласте за счет процессов физико-химического взаимодействия закачиваемых вод с пластовыми водами и водовмещающими породами.

В результате рассмотрения этих задач необходимо решить оптимизационную задачу по сохранению первоначальной температуры теплоносителя в призабойных зонах эксплуатационных скважин к концу срока эксплуатации или понижению указанной температуры на заранее заданную величину.

Гидравлический метод основан на изучении связи дебита с понижением динамического уровня при установившемся притоке подземных вод к одиночным и взаимодействующим скважинам. Оценка эксплуатационных запасов в этом случае производится путем гидравлических расчетов на основе экстраполяции полученных опытных данных. Этот метод широко применяется при оценке эксплуатационных запасов в сложных гидрогеологических условиях, не поддающихся простейшей схематизации для обоснованных гидродинамических расчетов. Этот метод является основным при оценке запасов минеральных и термальных вод в горноскладчатых областях и в районах сложного геолого-тектонического строения

Комбинированный метод основан на совместном использовании гидродинамического и гидравлического методов. В таких случаях гидравлическим методом определяется понижение уровня при проектном дебите скважин и с учетом их взаимодействия на период времени опытных работ. Дополнительное понижение уровня на конец расчетного периода эксплуатации скважин определяется гидродинамическим методом.

Балансовый метод основан на анализе приходных и расходных статей баланса подземных вод. Для глубоких термальных вод платформенных областей, характеризующихся весьма малыми скоростями фильтрации, часто полным отсутствием проявлений на поверхности и широким региональным распространением, оценка запасов этим методом неприемлема. Однако для минеральных, термальных вод горноскладчатых областей и парогидротерм областей современного вулканизма балансовые расчеты имеют важное значение с точки зрения оценки общих ресурсов таких вод.[1]

5 Схема водозабора и условия его эксплуатации

Потребность в термальной подземной воде с температурой 92 градуса для нужд составляет 60 л/с ($5184 \text{ м}^3/\text{сутки}$). С учетом этого, расчетная схема водозабора термальных подземных вод Левобережного месторождения предполагает площадное размещение 3-х эксплуатационных скважин (разведочно-эксплуатационные скважины номером 1,2,3) с расстояниями 1,0 км между соседними скважинами по треугольнику.

Потребителями термальных подземных вод будут являться: геотермальная электростанция, тепличный комплекс, комплекс по интенсивному рыборазведению, санаторий гостиничного типа. Данные по потребности в термальной воде потребителю приведены в таблице (Таблица 5.2) и в виде диаграммы (Рисунок 14).

В зимний период основной объем добываемых термальных вод будет идти на теплофикацию тепличного комплекса, в весенний и осенний периоды термальная вода распределяется между тепличным комплексом и геотермальной электростанцией для выработки электроэнергии, в летний период термальная вода идет преимущественно для выработки электроэнергии. Определенная часть термальной воды идет на бальнеологические нужды и в комплекс интенсивного рыборазведения.

Рекомендации по составлению проекта промышленной разработки Левобережного месторождения для организации водозабора термальных подземных вод сводятся к следующему:

- рекомендации по месту расположения и способу бурения эксплуатационных скважин, их конструкции и способу вскрытия и освоения пласта;
- рекомендации по оборудованию оголовков и прискважинных сооружений эксплуатационных скважин;
- рекомендации по параметрам магистральных трубопроводов для подачи термальной воды за счет энергии пласта от скважин до потребителя;
- рекомендации по способу утилизации отработанной охлажденной воды;
- основные требования к мониторинговым исследованиям в процессе эксплуатации водозабора.

Бурение и оборудование эксплуатационных скважин

Проектом промышленной разработки Левобережного месторождения необходимо предусмотреть бурение 3-х эксплуатационных скважин (номер 1,2,3), входящих в состав расчетного водозабора термальных подземных вод.

Задачей бурения эксплуатационных скважин является проходка на всю мощность мезо-кайнозойских отложений, вскрытие, опробование и подготовка к эксплуатации верхнемелового водоносного горизонта, содержащего высокотемпературные пресные подземные воды.

Исходя из опыта бурения скважин на стадии разведки и с учетом проектной глубины и конструкции эксплуатационных скважин,

рекомендуется использовать буровой станок ZJ-40/2250КН или его другие модификации.

В связи с тем, что продуктивный верхнемеловой водоносный горизонт моноклинально погружается с юга на север, предполагаемые глубины залегания кровли его по скважинам будут на разных глубинах, что скажется на проектной глубине каждой скважины (Таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Проектные показатели по эксплуатационным скважинам водозабора

№№ скважины	Предполагаемая глубина залегания кровли верхнемелового водоносного горизонта, м	Предполагаемая глубина залегания палеозойского фундамента, м	Проектная глубина скважины, м
1	2415	2520	2550,0
2	2365	2470	2500,0
3	2300	2430	2450,0

По всем 3-м эксплуатационным скважинам рекомендуется следующие параметры бурения:

- бурение под направляющую колонну диаметром 508мм до глубины 20,0м осуществляется трехшарошечным долотом диаметром 558мм с последующей затрубной цементацией;

- до глубины 1000м скважина проходится трехшарошечным долотом диаметром 444,5мм и обсаживается кондуктором диаметром 339,7мм с последующей полной затрубной цементацией до её устья;

- бурение под техническую колонну до глубины 2200м производится без отбора керна, при помощи 311,2мм трехшарошечного долота. После обсадки колонны диаметром 244,5мм, выполняется полный затрубный цементаж до устья скважины;

- дальнейшее бурение до проектной глубины каждой скважины производится долотом диаметром 215,9мм. Эксплуатационная колонна диаметром 168,3мм устанавливается на всю глубину скважины, а затрубное пространство цементируется до её устья;

- перед каждой очередной обсадкой производятся геофизические каротажные исследования методом стандартного каротажа;

- вскрытие верхнемелового водоносного горизонта осуществляется на основании интерпретации результатов геофизических исследований. Вскрытие пласта рекомендуется осуществлять при помощи кумулятивных зарядов ЗПК114 с плотностью 17-20 отверстий на один погонный метр фильтровой колонны. Перфорированный интервал не менее 30м.

Оголовок каждой скважины должен быть оборудован фонтанной арматурой с обязательной установкой коренной задвижки, диаметром не менее 250мм, а также боковыми (2-4шт) и верхней задвижками, диаметрами

не менее 150мм. В обязательном порядке на фонтанной арматуре устанавливается манометр для замера пьезометрических напоров типа ДМ 05100 – с возможностью замера до 2,5МПа или 4,0МПа. Необходимо предусмотреть установку сливного крана для отбора проб термальных подземных вод и одновременного замера температуры в струе воды.

Над оголовком скважины необходимо возвести надкаптажное сооружение, а также огородить территорию зоной строгого режима по периметру, позволяющему осуществлять, при необходимости, подъезд к скважине кранового оборудования или легкого бурового станка.

Параметры магистральных трубопроводов

Термальные подземные воды рекомендуется транспортировать по магистральным трубопроводам от скважин водозабора до потребителя за счет энергии пласта, что сопряжено с потерями напора в эксплуатационных скважинах. Потери напора на преодоление гидравлических сопротивлений в магистральных трубах, главным образом затрачиваются на преодоление сопротивления трения. Эти потери напора возрастают с увеличением скорости течения и уменьшением диаметра магистральных труб.

При значительных расстояниях от скважин до потребителя, увеличивается диаметр трубопроводов, что при прочих равных условиях, снизит потери напора в скважине и, как следствие, позволит сохранить величину заявленного дебита эксплуатационной скважины.

Кроме этого, с целью минимизации потерь напора, рекомендуется осуществлять прокладку трубопроводов по прямой линии, исключаяющей резкие повороты и перепады высот.

При составлении проекта промышленной разработки Левобережного месторождения необходимо придерживаться предложенных рекомендаций, так как это влияет на условия работы эксплуатационных скважин.

Способ утилизации отработанной охлажденной воды

Отработанные охлажденные термальные воды должны утилизироваться тем, или иным способом. В первую очередь способ утилизации зависит от качественных характеристик сбрасываемой воды.

Как показали результаты разведочных работ, качество пресных подземных вод Левобережного месторождения по минерализации, по химическому и газовому составу, по остальным показателям, соответствует питьевым кондициям. Это предполагает, что охлажденную воду такого качества вполне можно согласовать для сброса в природные водные объекты (в частности в реки Или).

При этом надо иметь в виду, что съем тепла на всех объектах теплоснабжения должен осуществляться в теплообменниках. Этот способ съемка тепла является гарантом сохранения первоначального качества пресных термальных подземных вод.

Таблица 5.2 – Потребность в термальной воде потребителю

Потребители	Суточная потребность в термальной воде $\frac{\text{л/с}}{\text{м}^3/\text{сутки}}$											
	Янв.	Февр.	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг.	Сент.	Окт.	Ноябрь	Дек.
Обогрев тепличного комбината площадью 30 га	$\frac{52,5}{4536}$	$\frac{52,5}{4536}$	$\frac{50,0}{4320}$	$\frac{26,25}{2268}$	$\frac{15,0}{1296}$	0	0	0	0	$\frac{23,0}{1987,2}$	$\frac{29,5}{2548,8}$	$\frac{45,0}{3888}$
Отопление санатория, бальнеология, бассейны закрытого и открытого типа, СПА-процедуры, оздоровление	$\frac{7,5}{648}$	$\frac{7,5}{648}$	$\frac{7,5}{648}$	$\frac{7,5}{648}$	$\frac{2,5}{216}$	$\frac{2,5}{216}$	$\frac{2,5}{216}$	$\frac{2,5}{216}$	$\frac{2,5}{216}$	$\frac{7,5}{648}$	$\frac{7,5}{648}$	$\frac{7,5}{648}$
Подача воды на пруды интенсивного рыборазведения	$\frac{2,5}{216}$	$\frac{2,5}{216}$	$\frac{2,5}{216}$	$\frac{2,5}{216}$	$\frac{2,5}{216}$	$\frac{2,5}{216}$	$\frac{2,5}{216}$	$\frac{2,5}{216}$	$\frac{2,5}{216}$	$\frac{2,5}{216}$	$\frac{2,5}{216}$	$\frac{2,5}{216}$
Выработка электроэнергии	0	0	$\frac{2,5}{216}$	$\frac{26,25}{2268}$	$\frac{40,0}{3456}$	$\frac{55,0}{4752}$	$\frac{55,0}{4752}$	$\frac{55,0}{4752}$	$\frac{55,0}{4752}$	$\frac{29,5}{2548,8}$	$\frac{23,0}{1987,2}$	$\frac{7,5}{648}$
ИТОГО:	$\frac{150}{5184}$	$\frac{150}{5184}$	$\frac{150}{5184}$	$\frac{150}{5184}$	$\frac{150}{5184}$	$\frac{150}{5184}$	$\frac{150}{5184}$	$\frac{150}{5184}$	$\frac{150}{5184}$	$\frac{150}{5184}$	$\frac{150}{5184}$	$\frac{150}{5184}$



	-отопление теплицы 30 га (теплообменник)		- выработка электроэнергии (бинарная система)		-подача воды на пруды интенсивного рыборазведения		- отопление санатория (теплообменник), бальнеология, бассейны, СПА- процедуры, оздоровление
--	---	--	--	--	---	--	--

Рисунок 14 – Диаграмма годового распределения дебита водозабора левобережного месторождения при съеме тепла для различных целей

Мониторинговые исследования в процессе эксплуатации водозабора

Проектом промышленной разработки Левобережного месторождения необходимо предусмотреть организацию мониторинговых исследований в период всего расчетного времени его эксплуатации.

Мониторинговые исследования, проводимые в процессе эксплуатации водозаборного сооружения, направлены на решение следующих задач:

- оценка эксплуатационных параметров водозаборного сооружения, таких как величина водоотбора по каждой скважине и по водозабору в целом, значение величины избыточного пьезометрического напора по каждой скважине, качественные характеристики подземных вод и их изменение в процессе эксплуатации, температурный режим;
- оценка влияния эксплуатации термальных подземных вод на геоэкологическую обстановку окружающей территории;
- сравнение прогнозных гидродинамических, гидрохимических, геотермальных и других параметров эксплуатации водозабора с реальными показателями, наблюдаемыми в процессе работы водозабора.

Полученные сведения лягут в основу последующей переоценки эксплуатационных запасов термальных подземных вод Левобережного месторождения.

6 Предварительный расчет эксплуатационных запасов подземных вод

Оценка эксплуатационных запасов геотермальных подземных вод осуществлена исходя из следующих условий эксплуатации:

- водоносный горизонт;
- глубина залегания кровли водоносного горизонта;
- заявленная потребность в воде;
- количество взаимодействующих скважин в водозаборе;
- схема размещения скважин водозабора;
- расстояния между скважинами водозабора;
- площадь многоугольника, образованного скважинами водозабора;
- режим работы водозабора;
- расчетное время эксплуатации;
- водоотбор;
- минимальная температура воды на устье скважины;
- качество воды;
- использование термальных вод;
- подача термальной воды потребителю;
- расчет суммарного понижения уровня;
- взаимодействующие водозаборы.

Этот расчетный манометрический остаточный напор на устье скважины, работающей как одиночной ($H_{ман.ост.}$), расходуется на компенсацию уровней за счет понижения, вызванного работой всего водозабора, снижение уровня за счет влияния работы соседнего водозабора, а также потери напора на транспортировку воды по поверхностным трубопроводам за счет энергии пласта. Это положение реализуется следующей формулой

$$H_{скв} = H_{ман.ост.} - S_{об} - S_{влияния} - H_{трансп.} \quad (6.1)$$

где $H_{скв}$ - остаточный напор на скважине при работе водозаборного сооружения, м;

$H_{ман.ост.}$ - расчетный манометрический остаточный напор на устье скважины, работающей как одиночной, м;

$S_{об}$ - величина понижения, вызванная работой всего водозабора, м;

$S_{влияния}$ - снижение уровня за счет влияния работы соседнего водозабора, м;

$H_{трансп.}$ - потери напора на транспортировку воды по поверхностным трубопроводам за счет энергии пласта, м.

Фактически расчетный манометрический остаточный напор на устье скважины, работающей как одиночной ($H_{ман.ост.}$) по своей сути является значением допустимого понижения уровня в скважинах водозабора к концу срока эксплуатации.

В том случае, если значение величины остаточного напора на скважине при работе водозаборного сооружения ($H_{скв}$), определенное по уравнению (6.1), на конечный момент времени от начала эксплуатации, будет со знаком плюс, эксплуатационные запасы термальных подземных вод, эксплуатируемых в режиме самоизлива, можно считать обеспеченными.

Необходимо отметить, что в традиционных гидродинамических расчетах геотермальных водозаборов фигурируют, в том числе, еще и расчеты потерь напора за счет перепада абсолютных отметок поверхности земли от скважины до потребителя. В данном случае они не учитываются, так как в пределах месторождения поверхность земли практически горизонтальная, и перепады высот имеют очень низкие абсолютные значения.

Расчетные гидрогеологические параметры верхнемелового водоносного горизонта, необходимые для подсчета эксплуатационных запасов подземных вод, определены по результатам гидродинамических исследований и опытных выпусков из скважин.

При этом было учтено, что при опытных выпусках для возмущающих скважин характерно условие постоянства понижения при переменности дебита. Эта закономерность полностью подтверждена фактическими материалами опытно-фильтрационных работ по скважинам.

С учетом этого, обработка опытных данных, полученных от возмущающих скважин, осуществлена по временной закономерности дебита по графику.

Обработка опытной информации возмущающих скважин при выпусках будет произведена на основе следующей формулы

$$Q(t) = \frac{km \cdot S_0}{\frac{0.183 \lg 2.25at}{r_0^2}} \quad (6.2)$$

где $Q(t)$ – дебит возмущающей скважины на момент времени (t) после начала выпуска, м³/сут;

S_0 – понижение в возмущающей скважине, м;

r_0 – радиус возмущающей скважины, м;

km – водопроницаемость водоносного горизонта, м²/сут;

a – коэффициент пьезопроводности водоносного горизонта, м²/сут;

t – время после начала выпуска, сут.

Для использования графоаналитического метода оценки параметров пласта, эта формула записывается в виде уравнения прямой

$$C = \frac{0.183}{km S_0} \quad (6.3)$$

где C – является угловым коэффициентом графика .

Отсюда коэффициент водопроводимости верхнемелового водоносного горизонта определяется по уравнению

$$km = \frac{0.183}{C \cdot S_0} . \quad (6.4)$$

При этом было учтено, что определение коэффициента водопроводимости в возмущающих скважинах указанным способом не учитывает дополнительного сопротивления в трубах при движении воды от интервала перфорации до точки излива, а также явления термолифта и газлифта в термальных скважинах.

В условиях высоких температур подземных вод, значительной глубины их залегания и высоких пластовых давлений реальная величина снижения напора не соответствует величине его снижения, замеренной в работающих скважинах. Причинами этого являются особенности гидрогеологической обстановки месторождения, а также технология их разработки.

Из гидрогеологических особенностей, влияющих на снижение напора, важное значение имеют высокая температура недр и подземных вод, их минерализация и газонасыщенность, а также большие глубины залегания продуктивных пластов.

Из технологических признаков имеют значение характер и особенности вскрытия продуктивных пластов, конструкция скважины, способы добычи термальных вод, а также способ транспортировки этих вод к потребителю.

Таким образом, для глубоких скважин, вскрывающих водоносные горизонты с высокими температурами в пласте, понижение напора подземных вод в пласте S не равно понижению уровня, замеренного на устье скважины S_y . Это обусловлено проявлением эффектов термолифта и газлифта, а также гидравлических потерь напора в водоподъемных трубах эксплуатационной скважины.

Для использования при определении параметров пласта значения величины S , зависимость между S и S_y производится в следующем виде:

$$S = S_y h_{mp} + S_m + S_z \quad (6.5)$$

где S - понижение напора подземных вод в пласте, принимаемое для расчетов параметров, м;

S_y - величина понижения, замеренная на устье скважины при проведении выпуска, м;

h_{TP} - гидравлические потери напора на трение при движении воды в скважине, м;

S_T, S_I - поправки к уровню, учитывающие термолифт и газлифт, м.

Расчет потерь на трение

Большая глубина залегания продуктивного верхнемелового водоносного горизонта существенно проявляется в потерях напора при

движении жидкости от пласта к устью скважины. Основные потери напора обусловлены преодолением сопротивления на трение в колоннах труб.

Потери напора и распределение скоростей по сечению потока существенно различны для ламинарного и турбулентного режимов течения жидкости. Критерием, определяющим режим движения потока, служит безразмерное число Рейнольдса (Re), определяется по уравнению

$$Re = \frac{V \cdot d}{\nu} \quad (6.6)$$

где V – средняя скорость потока воды в трубе, м/с;

d – диаметр водоподъемной трубы, м;

ν – кинематическая вязкость термальной воды, м²/с.

Критическим значением числа Рейнольдса считается значение 2300, выше которого движение воды признается турбулентным.

Потери напора за счет трения в эксплуатационных колоннах круглого сечения рассчитываются по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h_{tr} = \lambda l V^2 / (2g) \quad (6.7)$$

где h_{tr} – потери напора на трение, м;

l – длина колонны труб, диаметром d , м;

λ – коэффициент сопротивления на трение в колонне труб;

V – скорость течения термальных вод в трубе, м/с;

g – ускорение свободного падения, м/с².

Значения величины коэффициента сопротивления на трение λ определяется для турбулентного течения по уравнению

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{k_z}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25} \quad (6.8)$$

где k_z – абсолютная шероховатость внутренней части трубы, мм.

Расчет поправок на термолифт

Как известно, в глубоких термальных скважинах необходимо учитывать изменение плотности воды в зависимости от изменения температуры. Высокие температуры геотермальных вод обуславливают в работающих скважинах эффект термолифта. При разности температур газовая фаза в воде увеличивается, увеличивается ее относительное содержание в смеси, благодаря чему интенсифицируется подъем жидкости.

Этот эффект проявляется тем больше, чем больше глубина скважины и перепад температур по ее стволу и чем меньше минерализация геотермальных вод и соответственно их плотность.

Для учета термолифта определено положение статического уровня геотермальных вод при условиях, которые будут иметь место при эксплуатации водозаборного сооружения.

Поправка к уравнению учитывающая термолифт (S_T), определяется по следующей формуле:

$$H_0 = [\rho(t_{cm}) * \rho(t_0)] Sm \quad (6.9)$$

где $H_{скв}$ - длина колонны труб, м;

$\rho(t_{cm})$ и $\rho(t_0)$ - плотности воды, соответствующие ее средней температуре в статическом состоянии и при работе скважины, кг/м³.

Расчет поправок на газлифт

Объем газа, растворенного в единице объема воды, является газовым фактором, зависящим от давления, температуры, химического состава воды и газа.

При движении пластовой воды от забоя к устью скважины на определенной глубине, где давление становится равным давлению насыщения, газ начинает выделяться из воды. По мере дальнейшего подъема воды к устью скважины количество выделившегося из нее газа увеличивается, достигая максимальной величины, равной газовому фактору при атмосферном давлении на поверхности.

Дополнительное приращение напора за счет проявления эффекта газлифта (S_T) определяется по формуле

$$S_T = \frac{P_0 C_0 \tau}{\rho g} \left(\frac{\ln(P_r)}{P_i} - \frac{P_r - P_i}{P_i} \right) \quad (6.10)$$

где S_T - дополнительное приращение напора за счет проявления эффекта газлифта, Па;

P_0 - атмосферное давление, Па;

P_r - упругость растворенного газа, Па;

$P_i = P_0 + P_m$ - избыточное давление на устье, Па;

P_m - манометрическое давление, Па;

C_0 - газовый фактор, м³/м³;

$\tau = 1 + \frac{t_y}{273}$ - температурный коэффициент;

t_y - температура воды у устья скважины, °C;

ρ - плотность воды, кг/м³;

g - ускорение силы тяжести, м/с².

Расчетное понижение напора

Расчетное понижение напора (S) производится с учетом гидравлических потерь на трение, а также поправок, учитывающих явления термолифта и газлифта, для всех режимных выпусков в скважинах

Расчет водопроводимости

При расчетах коэффициент водопроводимости верхнемелового водоносного горизонта должен быть учтен, что определение коэффициента водопроводимости в возмущающих скважинах должно учитывать дополнительное сопротивление в трубах при движении воды от интервала перфорации до точки излива, а также явления термолифта и газлифта в термальных скважинах.

Определение же коэффициента пьезопроводности водоносного горизонта в возмущающих скважинах по данной методике невозможно, поскольку величина, вследствие прискважинных помех, оказывается весьма завышенной, что приводит к искажению результатов.

Для дальнейших расчетов коэффициент пьезопроводности определяется по известной формуле:

$$a = \frac{km}{\mu^*} \quad (6.11)$$

где a – коэффициент пьезопроводности, м²/сут;

km – коэффициент водопроводимости, м²/сут;

μ^* – коэффициент упругой водоотдачи, принимаемой в среднем $\mu^*=0.0014$ (по аналогии с Приильским месторождением термальных вод, запасы по которому утверждены в ГКЗ РК).

Определение расчетной величины снижения уровня геотермальных вод

При оценке эксплуатационных запасов подземных вод гидродинамическим методом принципиальное значение имеет правильное обоснование расчетной величины снижения напоров геотермальных вод в водозаборных скважинах.

Как было отмечено выше, в условиях высоких температур подземных вод, значительной глубины их залегания и высоких пластовых давлений в большинстве случаев реальная величина снижения напора не соответствует величине его снижения, замеренной в работающих скважинах. Причиной этого являются особенности гидрогеологической обстановки месторождения, а также технология их разработки.

Дальнейшими гидродинамическими расчетами необходимо доказать, что в скважинах расчетного водозабора, как в ранее пробуренных, так и условных эксплуатационных, запроектированные дебиты одиночных скважин позволят использовать остаточный напор ($H_{ман.ост}$) для работы этих скважин в режиме самоизлива в течение всего расчетного срока эксплуатации с учетом их взаимодействия в водозаборе, а также преодоления сопротивлений в магистральных трубопроводах при транспортировке термальных вод за счет энергии пласта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенных исследований были изучены геолого-гидрогеологические и геотемпературные условия термальных подземных вод Восточной части Илийского артезианского бассейна. Основываясь на обзоре весьма успешного опыта использования геотермальных ресурсов в ряде стран мира, а также первых фактов такого опыта в Казахстане на примере Жаркунакского месторождения геотермальных вод, а также экспериментального проекта на скважине 3Т Жаркентского артезианского бассейна исследованы и изучены возможности и перспективы выявления среднетермальных вод на левобережье, на участке ближе к реке Или.

На основе анализа результатов разведки Карадалинского месторождения подземных вод и Жаркунакского месторождения геотермальных вод, а также изучения геолого-гидрогеологических и геотермических условий распространения мелового термоводоносного горизонта Жаркентского артезианского бассейна на Левобережье предполагается бурение скважины и вскрытие данного водоносного горизонта на проектном участке на глубине порядка 2550м, получение притока пресных термальных вод с температурой 92 градуса. Дебит скважины на самоизливе может составит порядка 20л/с, избыточный напор на устье скважины +150м.

Потребность в термальной подземной воде предполагаем порядка 60л/с (5184 м³/сутки), водозабор будет из 3-х эксплуатационных скважин с расстояниями 1,0 км между соседними скважинами по треугольнику.

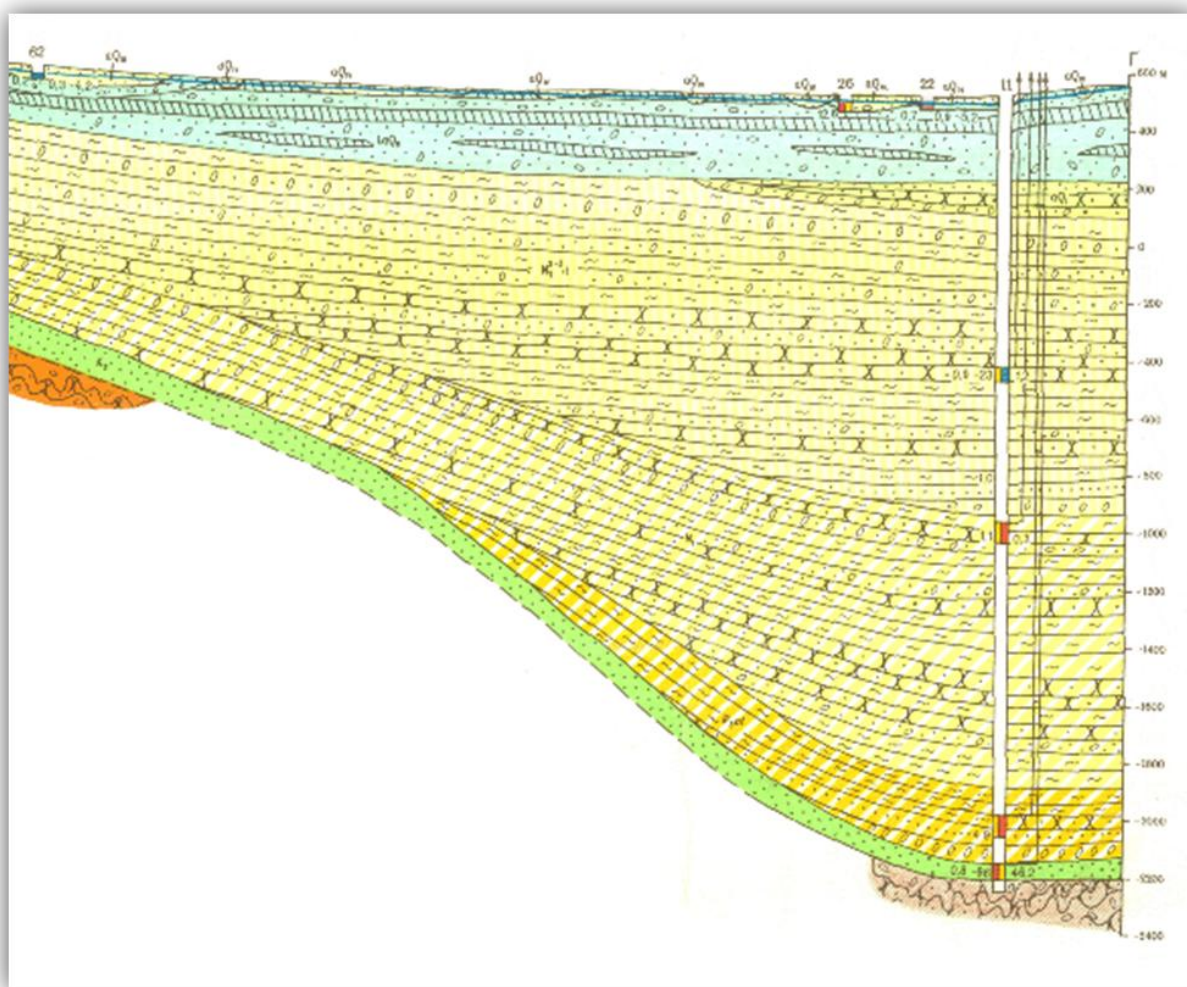
По магистральным трубопроводам термальные воды будут подаваться в геотермальную электростанцию, тепличный комплекс, комплекс по интенсивному рыборазведению, санаторий гостиничного типа. В зимний период эксплуатации термальные воды обеспечат обогрев тепличного комплекса, в летний период выработку электроэнергии, а в весенний и осенний периоды термальная вода распределяется между тепличным комплексом и геотермальной электростанцией для выработки электроэнергии. Кроме этого термальные воды будут использоваться на бальнеологические нужды и в комплекс интенсивного рыборазведения.

Реализация такого проекта позволит создать первый инфраструктурный объект в Уйгурском районе Алматинской области на базе использования энергетического потенциала геотермальных ресурсов, являющихся одним из важных видов возобновляемых источников энергии, и может дать импульс для дальнейшего развития района на основе внедрения технологий «зеленой экономики».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Алхасов А.Б., Возобновляемая энергетика, г.Москва, 2012г.
- 2 Ахмедсафин У.М., Шлыгин В.Ф. и др. Илийский артезианский бассейн. Изд. «Наука» КазССР, 1980г.
- 3 Бондаренко Н.М., Канн М.С., Мухамеджанов С.М. др. Гидрогеотермические ресурсы юга и северо-востока Казахстана. Алматы, Наука, 1988,-127с.
- 4 Геологическая карта СССР масштаба 1:200 000. Серия Джунгарская. Лист К-44-II.
- 5 Геологическая карта СССР масштаба 1:200 000. Серия Джунгарская. Лист К-44-III.
- 6 Жеваго В.С. Геотермия и термальные воды Казахстана. Алма-Ата, Наука, 1972. 255 с.
- 7 Подземные термальные воды Казахстана / Мухамеджанов С.М., Сыдыков Ж.С., Бондаренко Н.М., Канн М.С., Айтуаров Т.Т., и др. Алма-Ата, 1990г. - 90с.
- 8 Презентация ТОО «Институт Гидрогеологии и Геоэкологии им.У.М.Ахмедсафина», Потенциал и перспективы развития гидрогеотермальной энергетики Казахстана. 2018г.
- 9 Фролов Н.М., Гидрогеотермия. Изд. «Недра», г.Москва, 1976г.

Приложение А



А.1 – Рисунок Гидрогеологический разрез участка района работ